De potentie van bidirectioneel laden en impact op de TCO van EV's

Eindrapport

In opdracht van:

Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat

Revnext
Rotterdam
juni 2026

De potentie van bidirectioneel laden en impact op de TCO van EV's

Eindrapport

Robert Kok (Revnext)
Jasper van den Broek (Revnext)
Carlo van Kuppeveld (Revnext)

Inhoudsopgave

Inhoudsopgave 3

Lijst met afkortingen 5

Samenvatting 6

1 Inleiding 10

1.1 Achtergrond 10

1.2 Doel en vraagstelling 10

1.3 Afbakening 10

1.4 Aanpak en leeswijzer 11

2 Elektriciteitsconsumptie en -productie van een huishouden 12

2.1 Consumptie en productie van een standaard huishouden exclusief EV 12

2.1.1 Maandelijkse netconsumptie 12

2.1.2 Dagelijkse netconsumptie 12

2.2 Consumptie en productie van een standaard huishouden inclusief EV 14

2.2.1 Thuislaadprofiel EV 14

2.2.2 Overschot PV-opwek na gebruik woning beschikbaar voor EV 15

3 Scenario's en uitgangspunten 19

3.1 Scenario's 19

3.2 Aannames en varianten 21

3.2.1 Drempelwaarde laden EV met eigen PV opwek 21

3.2.2 Laadverliezen 21

3.2.3 Autogrootte, batterijgrootte en gemiddeld jaarkilometrage 21

3.2.4 Maximaal volume teruglevering en teruglever-vermogen 21

3.3 Prijzen en tarieven 21

3.4 Terugleververgoeding netbeheerder 25

4 Rekenmodel 26

5 Effecten van bidirectioneel laden op netconsumptie en TCO 32

5.1 Effecten Dagelijkse netconsumptie en kosten 32

5.1.1 Netconsumptie 32

5.1.2 Kosten per dag 34

5.1.3 Besparing per maand 36

5.2 Effecten Jaarlijkse netconsumptie en kosten 38

5.2.1 Effecten op jaarlijkse energielevering via V2H en V2G 38

5.2.2 Effecten jaarlijkse kosten 40

Bijlage A: Elektriciteitsprijzen zonder en met variabele netbeheerkosten. 50

Bijlage B: piek- en dalenuren per dag en per maand. 51

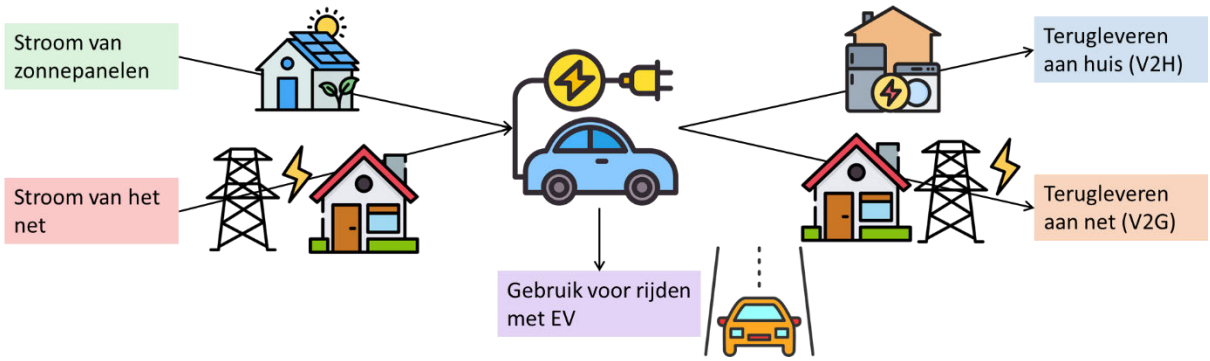
Bijlage C: laad- en ontlaadpatronen bidirectioneel laden. 52

Lijst met afkortingen

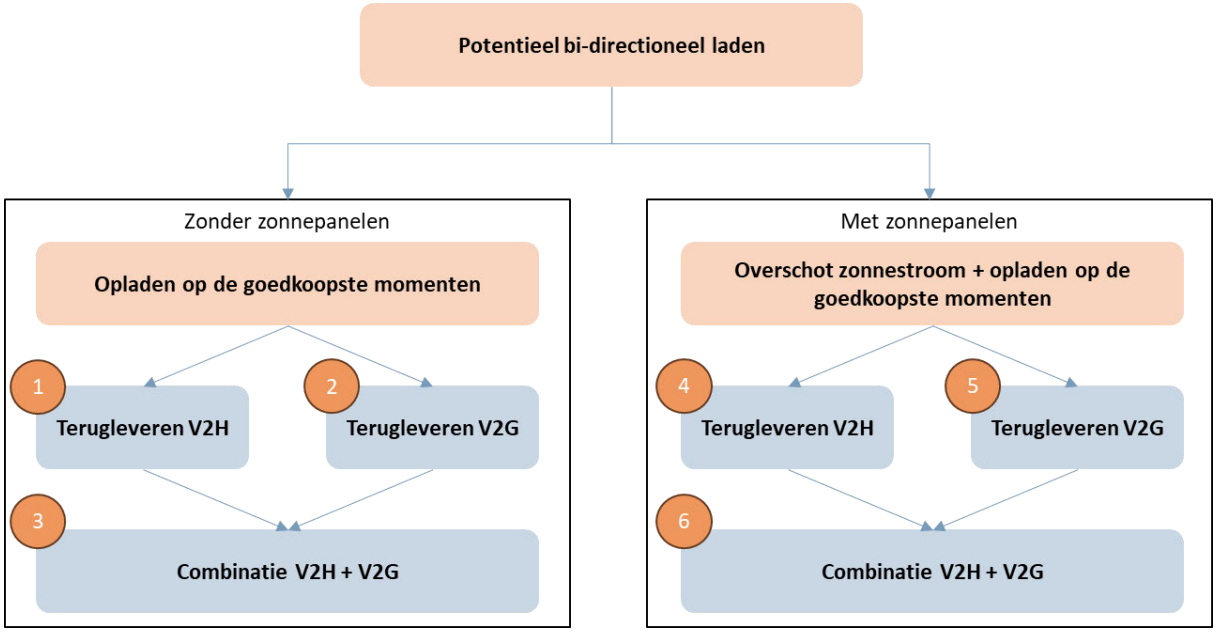
EV	= Elektrisch Voertuig
TCO	= Total Cost of Ownership
Bidi	= Bidirectioneel laden en ontladen (terugleveren). Bij traditioneel opladen vindt de energieoverdracht in één richting plaats: van het elektriciteitsnet naar het voertuig. Het omgekeerde is echter ook mogelijk. Wanneer de energie in beide richtingen kan stromen, spreken we van bidirectioneel laden.
V2H	= Vehicle-to-Home
V2G	= Vehicle-to-Grid
V2H + G	= Vehicle-to-Home+Grid
PV	= Zonnepanelen
EB	= Energiebelasting
Dubbele EB	= zowel voor tijdelijke opslag als voor eindgebruik wordt EB geheven

Samenvatting

In dit onderzoek is de potentie van bidirectioneel laden van elektrische auto's (EV's) qua besparing op de energiekosten van huishoudens met een eigen woning, elektrische auto en laadpaal onderzocht. Daarnaast is de impact van potentiële energiekostenbesparing op de Total Cost of Ownership (TCO) van EV's geanalyseerd. Hierbij is onderscheid gemaakt tussen een basissituatie met een EV zonder bidirectioneel laden en situaties waarin bidirectioneel laden wordt toegepast, zowel met als zonder zonnepanelen (PV). Met bidirectioneel laden wordt het mogelijk om energie op verschillende momenten te verschuiven tussen voertuig, woning en elektriciteitsnet. Onder bidirectioneel laden verstaan we in dit rapport het tijdelijk opslaan van elektriciteit in de EV bij een woning op goedkope momenten (qua stroomtarief en/of netbeheertarief) en terugleveren aan de woning of het elektriciteitsnet op dure momenten (qua stroomtarief en/of netbeheertarief). Volgens ElaadNL (2026) neemt het aantal thuislaadpunten in Nederland toe van circa 780.000 in de huidige situatie naar ongeveer 2,5 miljoen in 2050. Deze thuislaadpunten vormen tevens de potentiële huishoudens waarvoor bidirectioneel laden (V2H/V2G) technisch het meest voor de hand ligt, aangezien hiervoor doorgaans een elektrische auto in combinatie met een privaat thuislaadpunt vereist is.



Er zijn drie verschillende bidirectionele laadconcepten onderzocht: vehicle-to-home (V2H), vehicle-to-grid (V2G) en gecombineerd vehicle-to-home/grid (V2H+G). Deze drie laadconcepten zijn gecombineerd met een woning met of zonder zonnepanelen (PV) en leidt tot 6 scenario's. In 2024 waren er ongeveer 2,75 mln. eengezinswoningen, ofwel ongeveer 50% van alle eengezinswoningen, die zonnepanelen hadden (CPB, 2026).



Daarnaast zijn er 6 prijsscenario's onderzocht met zowel het huidige netbeheertariefstelsel (prijsscenario's 1 en 2) als het toekomstige beoogde netbeheertariefstelsel met tijdsafhankelijke variabele netbeheerderstarieven (prijsscenario's 3 t/m 6). In prijsscenario's 1 en 2 wordt gevarieerd met of zonder dubbele energiebelasting (EB) en in scenario's 3 t/m 6 is gevarieerd met/zonder dubbele EB en met/zonder een netcongestievergoeding bij terugleveren op piekuren met veel netcongestie. Prijsscenario 1 betreft de huidige situatie, terwijl scenario's 2 t/m 6 de potentie van bidi laat zien indien de dubbele EB wordt opgelost (of gecompenseerd) of extra verdienpotentieel ontstaat in de context van het nieuwe netbeheertariefstelsel. Prijsscenario 1 laat de minimale potentie van bidi zien, terwijl prijsscenario 6 de maximale potentie van bidi laat zien.

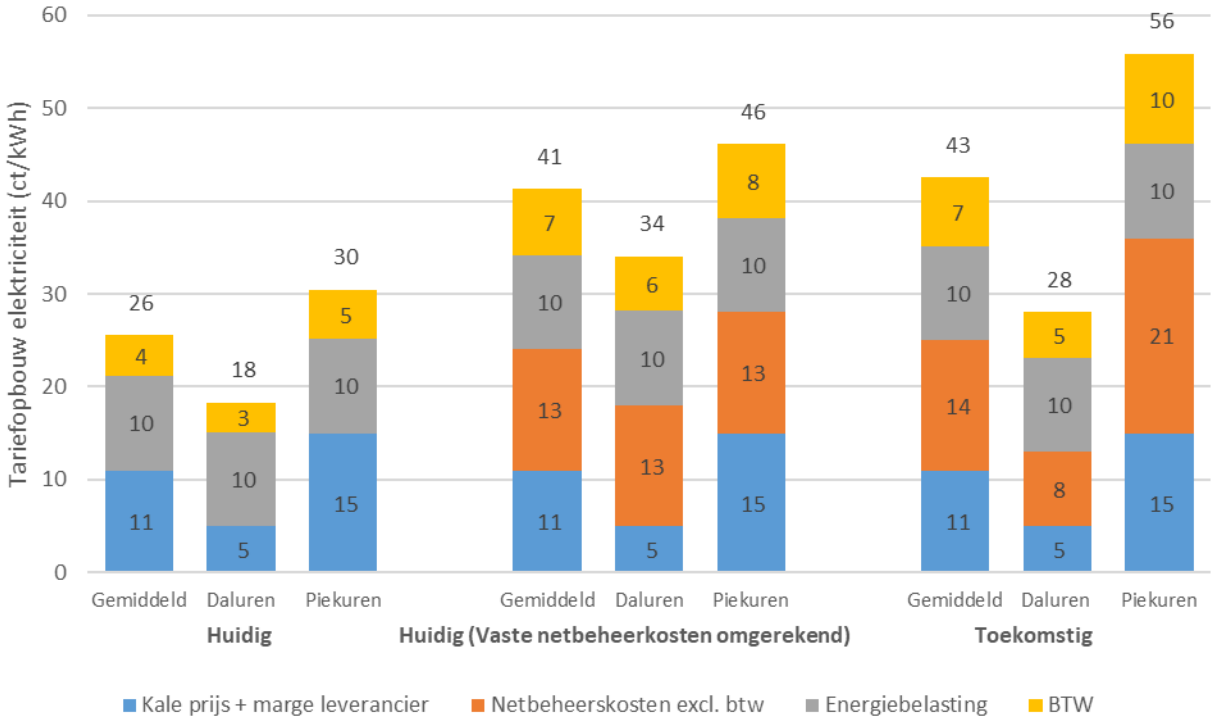
Tabel 1: Overzicht van prijsscenario's.

Prijsscenario's	Energiebelasting (EB)	Netbeheertariefstelsel	Vergoeding voor terugleveren op uren met netcongestie
1: huidig dubbel	Dubbel: 2 x 10 ct/kWh	Huidig vast tarief	n.v.t.
2: huidig enkel	Enkel: 9 van de 10 ct/kWh dubbele EB gecompenseerd	Huidig vast tarief	n.v.t.
3: toekomst dubbel zonder vergoeding nettarief	Dubbel: 2 x 10 ct/kWh	Toekomstig variabel en tijdafhankelijk tarief	Nee
4: toekomst enkel zonder vergoeding nettarief	Enkel: 9 van de 10 ct/kWh dubbele EB gecompenseerd	Toekomstig variabel en tijdafhankelijk tarief	Nee
5: toekomst dubbel met vergoeding nettarief	Dubbel: 2 x 10 ct/kWh	Toekomstig variabel en tijdafhankelijk tarief	Ja, 50% van gemiddeld verschil tussen goedkope en dure uren: 6,5 ct/kWh
6: toekomst enkel met vergoeding nettarief	Enkel: 9 van de 10 ct/kWh dubbele EB gecompenseerd	Toekomstig variabel en tijdafhankelijk tarief	Ja, 50% van gemiddeld verschil tussen goedkope en dure uren: 6,5 ct/kWh

Resultaten

De potentie van bidirectioneel laden ontstaat door het kunnen verschuiven van elektriciteit tussen goedkopere daluren en duurdere piekuren. Figuur 1 laat zien dat met variabele energiecontracten in de huidige situatie ongeveer 10 ct/kWh (excl. BTW) voordeel behaald kan worden, die ingeval van een dubbele EB direct weer teniet wordt gedaan. De toekomstige situatie laat zien dat het potentiële voordeel tussen dal- en piekuren kan toenemen naar 23 ct/kWh (excl. BTW). Een dubbele EB zal dit voordeel bijna halveren naar 13 ct/kWh. Van deze 13 ct/kWh wordt de helft (6,5 ct/kWh) als terugleververgoeding aangenomen voor ontlasting van de pieken in de netconsumptie.

Figuur 1: Tariefopbouw elektriciteitsprijs, huidig en toekomstig.



Tabel 2 (energiekostenbesparing) en Tabel 3 (effect op TCO) geven inzicht in de potentie van bidi voor een gemiddelde situatie (middenklasse C-segment, 15.000 km/jaar, twee thuiswerkdagen per week). In het hoofdrapport zijn ook cijfers voor andere auto's, kilometrages en thuiswerkdagen te vinden.
Er kunnen twee potenties worden onderscheiden. Scenario's 1 t/m 6 kijken uitsluitend naar het additionele effect van bidi gegeven dat iemand al een EV heeft en daarmee al potentiële voordelen heeft door de combinatie zonnepanelen en EV die niet toegerekend worden aan de potentie van bidi. Daarnaast laten scenario 7 t/m 9 de totale potentie zien voor iemand met een woning met zonnepanelen die gaat overstappen van een fossiele auto naar een EV die bidi kan laden waardoor zowel de potentie van de EV als de bidi-mogelijkheid verzilverd kunnen worden. De besparingen in scenario's 7 t/m 9 zijn gelijk aan 4 t/m 6 maar opgeteld met het basisvoordeel (€232 per jaar) van zonne-energie gebruiken om te laden. Het hebben van een EV zorgt er namelijk voor dat niet 32% maar 59% van de eigen PV-opwek gebruikt kan worden.

De besparingen door V2H zijn redelijke stabiel aanwezig in alle prijsscenario's, terwijl de besparingen door V2G sterk afhangen van de dubbele EB. Prijsscenario's 1 en 3 laten vergeleken met prijsscenario's 2 en 4 zien dat de dubbele EB bijna het gehele voordeel bij V2G wegneemt. In scenario 5 wordt deze dubbele EB deels tenietgedaan door de netcongestievergoeding, maar blijft de dubbele EB een grote negatieve impact hebben op de potentie van V2G. Om de maximale potentie van bidi te verzilveren zou ingezet moeten worden op prijsscenario 6: het wegnemen of compenseren van de dubbele EB zodat het voordeel tussen dure- en goedkope uren benut kan worden en de voordelen benutten van het nieuwe tariefstelsel voor netbeheerkosten. In scenario 6 kunnen de voordelen per auto oplopen van €200 tot bijna €900 per auto per jaar, afhankelijk van het bidirectionele laadconcept en aanwezigheid van PV. Voor mensen die overstappen van fossiel naar EV met bidi kan het totale voordeel oplopen tot circa €1.050 per jaar (scenario 9).

Op TCO-niveau loopt de additionele potentie van bidi voor een bestaande EV op tot 8,9% lagere TCO-kosten (scenario 6). De totale potentie van overstappen van fossiel naar een EV met bidi loopt op tot maximaal 10,8% lagere TCO-kosten (scenario 9).

Het extra effect tussen prijsscenario's 4 en 6 is groter dan tussen prijsscenario's 3 en 5. Dit wijst erop dat de dubbele EB de potentie van de nieuwe nettarieven gedeeltelijk belemmert. Een oplossing voor de dubbele EB heeft daarmee niet alleen een direct effect op de potentiële besparingen, maar ook een versterkend effect op de potentie van bidi met de vergoeding van de netbeheerkosten. Dit komt doordat in meer maanden een financieel voordeel wordt gerealiseerd en het voordeel bovendien toeneemt in de zomermaanden, waarin reeds sprake is van positieve baten.

Tabel 2: Besparing energiekosten EV+bidi, C-segment, 15.000 km/jaar, 2 thuiswerkdagen.

			Prijsscenario:					
Auto huidig:	**PV**	**Bidi scenario**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
EV	Nee	1. V2H	€ 92	€ 92	€ 334	€ 334	€ 334	€ 334
EV	Nee	2. V2G	€ 28	€ 427	€ 38	€ 328	€ 248	€ 809
EV	Nee	3. V2H+G	€ 162	€ 418	€ 339	€ 538	€ 459	€ 877
EV	Ja	4. V2H	€ 49	€ 49	€ 217	€ 217	€ 217	€ 217
EV	Ja	5. V2G	€ 17	€ 416	€ 16	€ 296	€ 207	€ 782
EV	Ja	6. V2H+G	€ 61	€ 417	€ 222	€ 453	€ 359	€ 827
Niet-EV	Ja	7. V2H	€ 281	€ 281	€ 449	€ 449	€ 449	€ 449
Niet-EV	Ja	8. V2G	€ 249	€ 648	€ 248	€ 528	€ 439	€ 1.014
Niet-EV	Ja	9. V2H+G	€ 293	€ 648	€ 454	€ 684	€ 591	€ 1.059

Tabel 3: Effecten EV+bidi op TCO, C-segment, 15.000 km/jaar, 2 thuiswerkdagen.

			Prijsscenario:					
Auto huidig:	**PV**	**Bidi scenario**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
EV	Nee	1. V2H	0,9%	0,9%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%
EV	Nee	2. V2G	0,3%	4,3%	0,4%	3,3%	2,5%	8,2%
EV	Nee	3. V2H+G	1,6%	4,2%	3,4%	5,5%	4,7%	8,9%
EV	Ja	4. V2H	0,5%	0,5%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%
EV	Ja	5. V2G	0,2%	4,2%	0,2%	3,0%	2,1%	7,9%
EV	Ja	6. V2H+G	0,6%	4,2%	2,3%	4,6%	3,6%	8,4%
Niet-EV	Ja	7. V2H	2,9%	2,9%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%
Niet-EV	Ja	8. V2G	2,5%	6,6%	2,5%	5,4%	4,5%	10,3%
Niet-EV	Ja	9. V2H+G	3,0%	6,6%	4,6%	7,0%	6,0%	10,8%

1 Inleiding

1.1 ACHTERGROND

Er wordt momenteel gewerkt aan een routekaart voor bidirectioneel laden. Deze technologie maakt het mogelijk dat EV's niet alleen energie afnemen van het elektriciteitsnet (of eigen PV opwek), maar ook energie kunnen terugleveren. De potentie van bidirectioneel laden hangt af van diverse factoren en is nog onvoldoende onderzocht qua impact op de gebruikskosten van EV's. Door slim gebruik te maken van momenten met lage elektriciteitsprijzen (hoog aanbod, lage netcongestie) [1] en teruglevering tijdens dure piekuren (hoge vraag, hoge netcongestie), kan mogelijk financieel voordeel worden behaald.

Deze besparingen kunnen bijdragen aan een lagere TCO van een EV. In hoeverre en onder welke voorwaarden dit daadwerkelijk leidt tot significante kostenvoordelen, is echter nog niet goed in kaart gebracht.

1.2 DOEL EN VRAAGSTELLING

Het doel van dit onderzoek is om inzicht te krijgen in de mate waarin bidirectioneel laden kan bijdragen aan het verlagen van de energiekosten en daarmee de TCO van elektrische voertuigen.

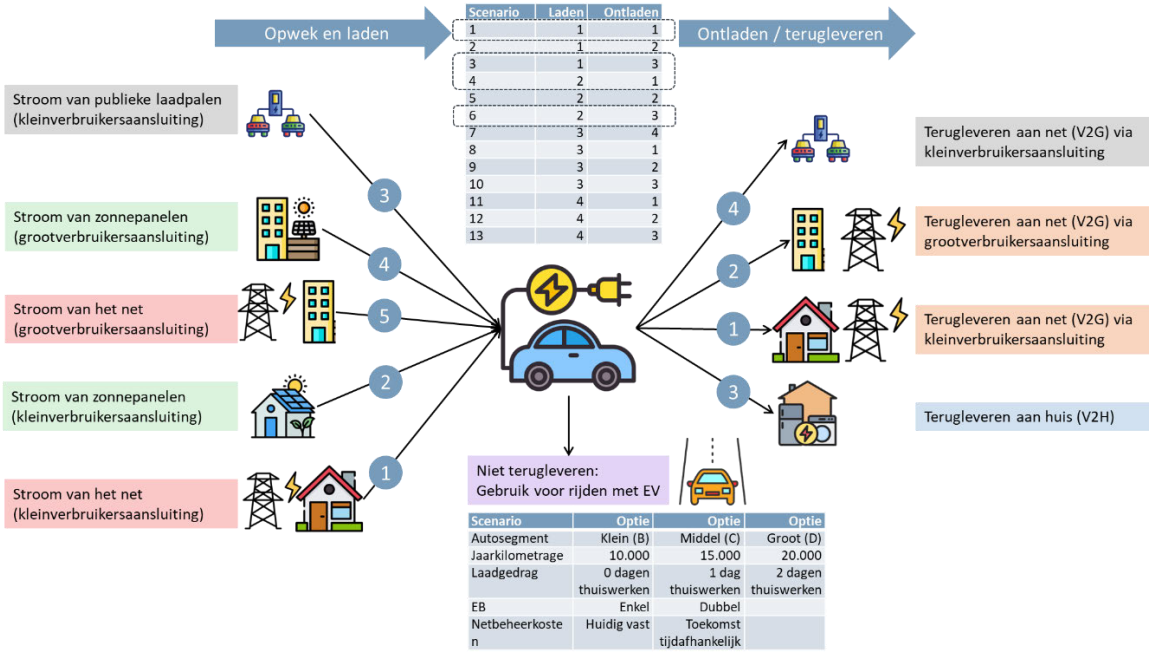
De centrale vraagstelling luidt:
Onder welke omstandigheden en laadstrategieën kan bidirectioneel laden leiden tot besparingen op de energierekening en daardoor een verbetering van de TCO van een EV?

1.3 AFBAKENING

Zoals in Figuur 2 weergegeven zijn er diverse opties en locaties mogelijk qua opwek van elektriciteit en laden van de auto en ook diversie opties en locaties voor ontladen en terugleveren van stroom uit de auto. Dit onderzoek concentreert zich op de thuissituatie van een woning met eigen laadpaal waaruit scenario's 1, 3, 4 en 6 kunnen worden afgeleid. Daarnaast kijken we ook naar het gecombineerde effect van V2G en V2H. Naast het laden/ontladen scenario wordt er gevarieerd in autokenmerken, laadgedrag en kosten. Er worden drie autogroottes bekeken met ieder drie jaarkilometrages. Er wordt gevarieerd in de hoeveelheid thuiswerken en mogelijkheid tot bidirectioneel laden en er wordt gevarieerd met enkele/dubbele EB-kosten en met huidige vaste- of toekomstige variabele tijdafhankelijke netbeheertarieven.

[1] En aanvullend in de toekomst bij tijdafhankelijke netbeheertarieven: momenten met lage netbeheer/transportkosten.

Figuur 2: Afbakening van het onderzoek.



Scenario	Laden	Ontladen
1	1	1
2	1	2
3	1	3
4	2	1
5	2	2
6	2	3
7	3	4
8	3	1
9	3	2
10	3	3
11	4	1
12	4	2
13	4	3

Scenario	Optie	Optie	Optie
Autosegment	Klein (B)	Middel (C)	Groot (D)
Jaarkilometrage	10.000	15.000	20.000
Laadgedrag	0 dagen thuiswerken	1 dag thuiswerken	2 dagen thuiswerken
EB	Enkel	Dubbel	
Netbeheerkosten	Huidig vast	Toekomst tijdafhankelijk	

1.4 AANPAK EN LEESWIJZER

Om dit te analyseren is eerst het elektriciteitsverbruik en productie van een gemiddeld huishouden in kaart gebracht. Vervolgens is het laadprofiel van een EV bepaald, waarmee het totale energieprofiel van een huishouden met een EV zonder bidirectioneel laden is vastgesteld.

Daarna zijn er verschillende scenario's uitgewerkt. Per scenario zijn de randvoorwaarden bepaald, zoals de momenten waarop wordt geladen en ontladen. Op basis hiervan is voor elk scenario een nieuw energieprofiel opgesteld waarin bidirectioneel laden wordt meegenomen.

Door de energieprofielen van huishoudens zonder en met bidirectioneel laden met elkaar te vergelijken, kan de potentiële besparing worden berekend. Deze besparing is vervolgens vertaald naar het effect op de TCO van EV's.

2 Elektriciteitsconsumptie en -productie van een huishouden

2.1 CONSUMPTIE EN PRODUCTIE VAN EEN STANDAARD HUISHOUDEN EXCLUSIEF EV

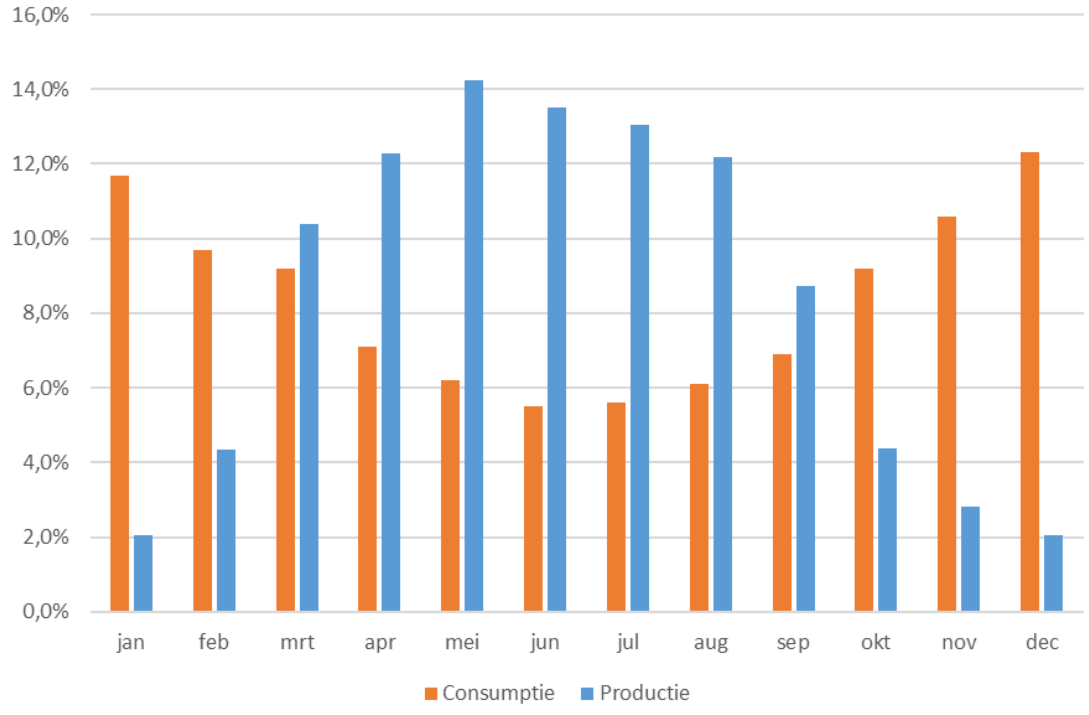
2.1.1 Maandelijkse netconsumptie

De basis voor de elektriciteitsconsumptie en -productie van een huishouden op uurbasis binnen een maand is gevormd door de totale jaarlijkse elektriciteitsconsumptie en -productie. De productie gaat uit van een woning met 10 zonnepalen (met circa 3.000-4.000 Wp vermogen) die eigen zonnestroom opwekken die gebruikt kan worden voor verbruik in de woning, het opladen van een EV, extra opslag in de EV of teruglevering aan het net. De gemiddelde jaarlijkse consumptie van een 3-persoons huishouden bedraagt 3.000 kWh en de productie 3.500 kWh (Gaslicht.com, 2026).

Vervolgens zijn, met behulp van databronnen over elektriciteitsverbruik en -opwekking, maandelijkse en uurlijkse verdelingspercentages bepaald. Op basis hiervan is een representatief energieprofiel opgesteld voor huishoudens zonder EV (Nationaal Energie Dashboard, 2026a; Nationaal Energie Dashboard, 2026b; Van den Berg, 2026).

In Figuur 3 is de maandelijkse elektriciteitsconsumptie en -productie weergegeven. Hieruit blijkt dat de consumptie in de wintermaanden ongeveer twee keer zo hoog ligt als in de zomermaanden. De productie vertoont juist een tegengestelde trend: deze is in de zomer aanzienlijk hoger dan in de wintermaanden. Als we de 3.500 kWh zonnepalen-opwek indelen in 6 ‘wintermaanden’ okt-mrt en 6 ‘zomermaanden’ aprl-sept, dan zien we dat 74% van de opwek in de zomermaanden plaatsvindt.

Figuur 3: Maandelijkse elektriciteitsconsumptie en -productie van gemiddeld huishouden in procent

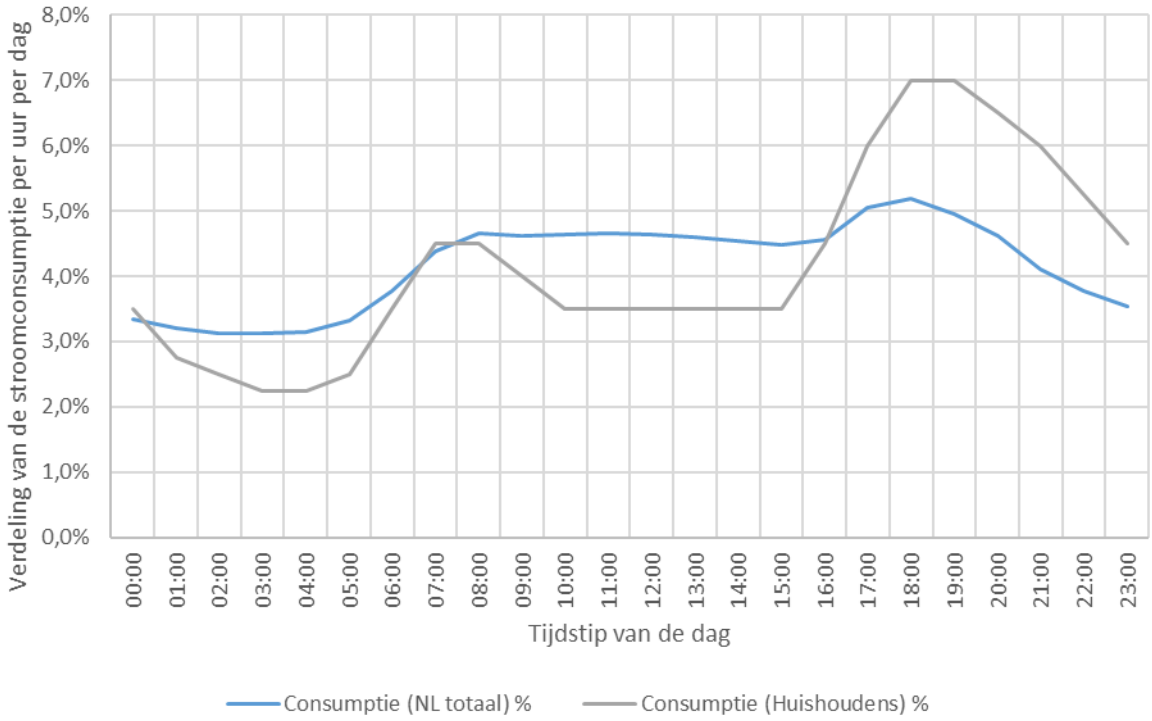


2.1.2 Dagelijkse netconsumptie

Het Nationaal Energie Dashboard biedt uurdata voor het elektriciteitsverbruik van heel Nederland. Deze profieldata verschilt echter van dat van een typisch huishouden. Daarom is het verbruiksprofiel van een representatief huishouden geschat, waarbij sprake is van een ochtend- en avondpiek, zoals

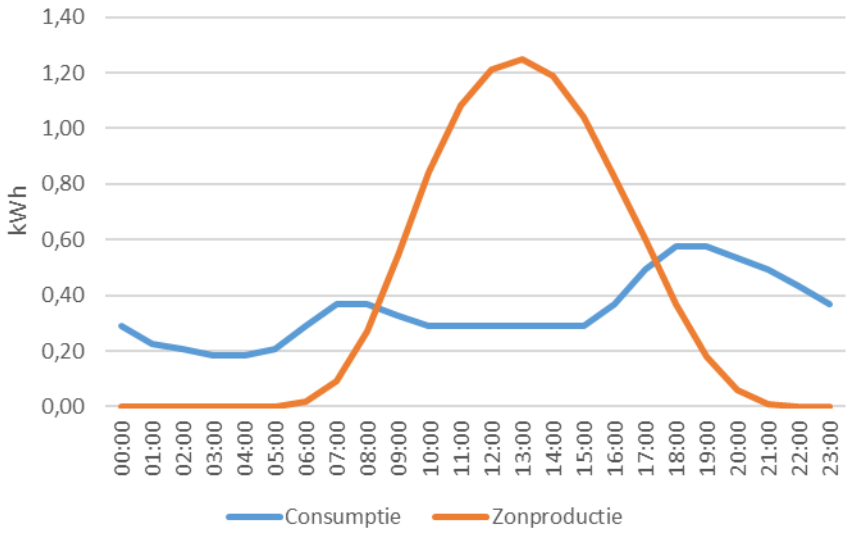
weergegeven in Figuur 4. In deze analyse wordt uitgegaan van het verbruiksprofiel van een typisch huishouden in plaats van de landelijke geaggregeerde data voor heel Nederland.

Figuur 4: Verdeling stroomconsumptie per uur per dag van Nederland en typisch huishouden



Nu een representatieve consumptieverdeling bekend is, kunnen de consumptie en zonproductie per maand worden berekend, zoals weergegeven in Figuur 5. Wat opvalt is dat de consumptie ochtend- en avondpieken heeft, respectievelijk rond 08:00 en 18:00. De zonproductie is in de avond en nacht nul en bereikt rond 13:00 een piek. In Energeia (2026) wordt dit patroon beschreven als de kameel (ochtend en avondbulten consumptie) en drommedaris (middagbult productie). Tussen ongeveer 09:00 en 16:00 is de zonproductie hoger dan de consumptie en is er dus een overschot aan zonne-energie (met name in de zomermaanden). De totale gemiddelde consumptie bedraagt 8,2 kWh/dag en de totale gemiddelde zonproductie 9,6 kWh/dag. Dit is nog exclusief de consumptie voor het thuisladen van een EV.

Figuur 5: Consumptie en zonproductie van een huishouden zonder EV op een gemiddelde dag

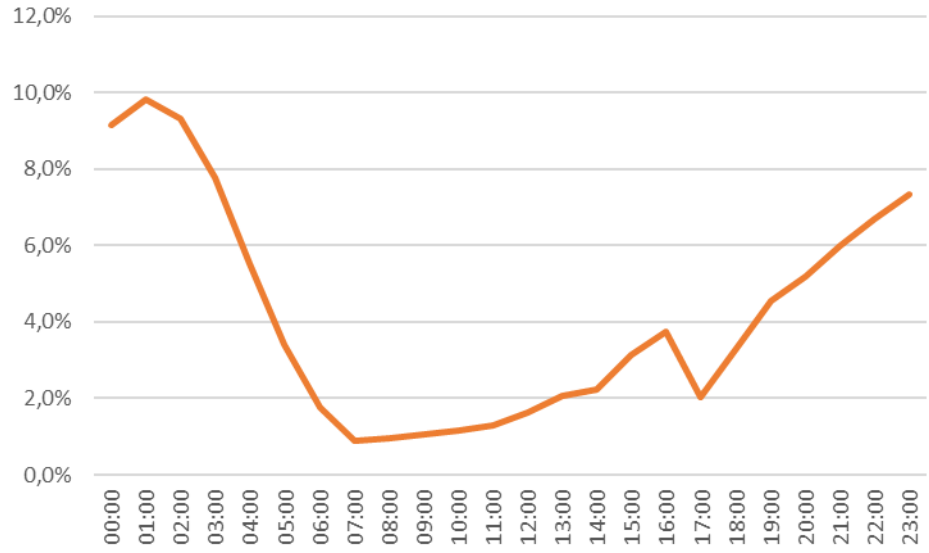


2.2 CONSUMPTIE EN PRODUCTIE VAN EEN STANDAARD HUISHOUDEN INCLUSIEF EV

2.2.1 Thuislaadprofiel EV

Om de consumptie van een huishouden te berekenen, moet ook het verbruik dat samenhangt met het opladen van een EV voor het rijden met de EV worden meegenomen. In deze analyse wordt aangenomen dat dit oplaadprofiel constant blijft en dat bidi hier bovenop komt. Met behulp van (ElaadNL, z.d.) is een representatief netbewust thuislaadprofiel toegepast. Figuur 6 laat dit profiel zien. Wat opvalt is dat er voornamelijk 's avonds en 's nachts wordt opgeladen (21:00-05:00), terwijl er in de middag weinig wordt geladen omdat de auto dan vaak niet thuis is. Daarnaast is er een dal in de avond rond 17 uur door uitgesteld laden, waarmee wordt ingespeeld op de avondpiek, wanneer de energieprijzen hoog zijn en het net zwaarder belast is. Dit netbewuste thuislaadprofiel zou worden toegepast voor de resterende energie die geladen moet worden voor gebruik op dagen waarbij het overschot aan zonne-energie niet genoeg is om dit gebruik te dekken.

Figuur 6: Netbewust thuislaadprofiel



2.2.2 Overschot PV-opwek na gebruik woning beschikbaar voor EV

Eigen opgewekte zonnestroom (PV-opwek) wordt ten eerste gebruikt voor het verbruik in de eigen woning, daarna om de EV voldoende bij te laden en tot slot voor tijdelijke opslag in de EV. Om te bepalen welk deel van het overschot (na eigen verbruik woning) door de EV kan worden opgeslagen, is het nodig vast te stellen wanneer de auto thuis en gestekkerd aan de lader is. Hiervoor zijn drie verschillende dagtypes gedefinieerd. Ten eerste zijn er doordeweekse dagen (maandag tot en met vrijdag), waarbij er wordt gewerkt. In dit scenario vertrekt de persoon om 08:00 naar werk en komt om 18:00 weer thuis. Ten tweede zijn er weekenddagen (zaterdag en zondag), waarbij de kans groter is dat de auto overdag thuis is. Ten derde zijn er thuiswerkdagen, waarbij de auto gedurende de hele dag thuis en gestekkerd aan de laadpaal staat. Op basis van twee thuiswerkdagen is een gemiddeld percentage per uur bepaald dat aangeeft in welke mate de auto in dit scenario thuis gestekkerd is. Dit is weergegeven in Figuur 7 en betreft een vereenvoudigde maar representatieve weergave van de werkelijkheid. Hieruit volgt dat de auto in de middag waar het overschot van zonne-energie plaatsvindt gemiddeld ongeveer 50% van de tijd thuis is.

Figuur 7: Uurverdeling wanneer EV thuis gestekkerd staat (werk-, weekend- en thuiswerkdagen).



Netto-energie is het saldo van productie en consumptie per uur en totaal per dag. Onder overschot verstaan we de beschikbare opgewekte zonnestroom die niet zelf gebruikt wordt en beschikbaar is voor teruglevering aan het net of in de EV opgeslagen kan worden. De netto-energie voor een huishouden met PV-opwek, exclusief EV, laat zien dat de verbruikspieken in de wintermaanden voornamelijk in de ochtend en avond liggen, terwijl de overschotpieken zich in de zomermaanden in de middag voordoen. Vanaf maart tot en met september is de netto-energie zelfs positief: er wordt dan meer opgewekt dan verbruikt. Het totale dagelijkse overschot varieert van nihil (0,5 kWh in dec-jan) tot ruim 10 kWh in de zomermaanden (11,9 kWh in juni), waardoor er aanzienlijk potentieel is om deze energie op te slaan of te verschuiven. Het aandeel eigen gebruik van zonnestroom varieert daarbij van 26% in de zomermaanden tot 77% in de wintermaanden. Op een jaargemiddelde dag (rechterkolom) bedraagt het overschot ongeveer 6,5 kWh dat benut kan worden, zoals te zien in Tabel 4. Op basis van dit profiel wordt op jaarbasis 32% (cel rechtsonder) van de totale PV-opwek voor de woning gebruikt en 68% (68% x 3.500 = 2.380 kWh) is overschot beschikbaar voor EV-laden of teruglevering aan het net.

Tabel 4: Netto energiegebruik huishoudens met PV (excl. EV), per uur per gemiddelde maand-dag.

Netto Energie met PV exclusief EV													
kWh / dag	Januari	Februari	Maart	April	Mei	Juni	Juli	Augustus	September	Oktober	November	December	Gemiddelde
00:00	-0,40	-0,36	-0,31	-0,25	-0,21	-0,19	-0,19	-0,21	-0,24	-0,31	-0,37	-0,42	-0,29
01:00	-0,31	-0,29	-0,24	-0,20	-0,17	-0,15	-0,15	-0,16	-0,19	-0,24	-0,29	-0,33	-0,23
02:00	-0,28	-0,26	-0,22	-0,18	-0,15	-0,14	-0,14	-0,15	-0,17	-0,22	-0,27	-0,30	-0,21
03:00	-0,25	-0,23	-0,20	-0,16	-0,14	-0,12	-0,12	-0,13	-0,16	-0,20	-0,24	-0,27	-0,19
04:00	-0,25	-0,23	-0,20	-0,16	-0,14	-0,12	-0,12	-0,13	-0,16	-0,20	-0,24	-0,27	-0,19
05:00	-0,28	-0,26	-0,22	-0,18	-0,15	-0,14	-0,14	-0,15	-0,17	-0,22	-0,27	-0,30	-0,21
06:00	-0,40	-0,36	-0,31	-0,25	-0,16	-0,09	-0,14	-0,20	-0,24	-0,31	-0,37	-0,42	-0,27
07:00	-0,51	-0,47	-0,33	-0,24	0,01	0,09	0,00	-0,16	-0,30	-0,40	-0,48	-0,54	-0,28
08:00	-0,51	-0,40	0,02	0,04	0,34	0,41	0,28	0,13	-0,13	-0,38	-0,45	-0,54	-0,10
09:00	-0,40	-0,07	0,51	0,47	0,76	0,78	0,64	0,51	0,25	-0,20	-0,23	-0,43	0,22
10:00	-0,15	0,29	0,93	0,91	1,11	1,11	0,96	0,91	0,66	0,08	0,03	-0,18	0,56
11:00	0,00	0,55	1,17	1,24	1,34	1,31	1,22	1,20	0,98	0,30	0,20	-0,02	0,79
12:00	0,06	0,72	1,27	1,49	1,49	1,42	1,37	1,36	1,13	0,45	0,26	0,06	0,92
13:00	0,05	0,71	1,28	1,59	1,58	1,47	1,43	1,45	1,18	0,49	0,23	0,07	0,96
14:00	-0,04	0,58	1,17	1,60	1,55	1,50	1,39	1,38	1,11	0,45	0,11	-0,03	0,90
15:00	-0,16	0,36	0,91	1,45	1,45	1,43	1,31	1,25	0,97	0,31	-0,08	-0,19	0,75
16:00	-0,43	-0,04	0,47	1,15	1,16	1,26	1,07	1,02	0,68	0,03	-0,41	-0,52	0,46
17:00	-0,68	-0,50	-0,07	0,70	0,81	0,96	0,75	0,68	0,27	-0,30	-0,64	-0,71	0,11
18:00	-0,79	-0,72	-0,51	0,18	0,38	0,55	0,41	0,26	-0,13	-0,59	-0,74	-0,83	-0,21
19:00	-0,79	-0,73	-0,60	-0,21	0,00	0,16	0,08	-0,09	-0,39	-0,62	-0,74	-0,83	-0,40
20:00	-0,74	-0,68	-0,57	-0,42	-0,24	-0,11	-0,15	-0,31	-0,44	-0,58	-0,69	-0,77	-0,47
21:00	-0,68	-0,62	-0,52	-0,43	-0,34	-0,27	-0,28	-0,35	-0,41	-0,53	-0,64	-0,71	-0,48
22:00	-0,59	-0,55	-0,47	-0,37	-0,31	-0,29	-0,28	-0,31	-0,36	-0,47	-0,56	-0,62	-0,43
23:00	-0,51	-0,47	-0,40	-0,32	-0,27	-0,25	-0,24	-0,27	-0,31	-0,40	-0,48	-0,54	-0,37
Totaal Netto Energie	-9,04	-4,03	2,55	7,47	9,71	10,59	8,95	7,52	3,43	-4,08	-7,32	-9,64	1,36
Totaal Overschot	0,11	3,22	7,73	10,83	11,98	12,46	10,91	10,14	7,24	2,11	0,84	0,13	6,49
Gemiddeld Overschot	0,05	0,54	0,86	0,98	0,92	0,96	0,91	0,92	0,80	0,30	0,17	0,07	0,62
Aandeel Eigen Gebruik	95%	49%	33%	26%	24%	23%	24%	24%	30%	56%	74%	94%	32%

Wanneer de netto-energie met PV (exclusief EV) wordt gecombineerd met de gemiddelde aanwezigheid van de auto thuis en de randvoorwaarde wordt toegepast dat het overschot groter moet zijn dan een drempelwaarde van 1,4 kW (6 A x 230 V)[2] om de zonne-energie effectief te kunnen benutten, zou in theorie een heel groot deel van het potentieel overschot verloren gaan om in de EV op te slaan. Echter vanwege mogelijkheden om gecombineerd met zonnestroom en netstroom aan de drempelwaarde van 1,4 kW te kunnen voldoen en het feit dat er binnen een uur diverse kwartierblokken mogelijk zijn waarin wel voldoende zonnestroom aanwezig is, is gekozen om een lagere effectieve drempelwaarde aan te nemen van gemiddeld 0,7 kW gedurende een uur en daarmee 0,7 kWh per uurblok in de tabel, zoals te zien is in Tabel 5. Bij twee thuiswerkdagen is er daardoor alleen in de periode van februari tot en met september nog een overschot beschikbaar van ongeveer 1 kWh tot 6 kWh per dag, wat overeenkomt met circa 41% van het oorspronkelijke overschot. Hierdoor stijgt het aandeel eigen verbruik met ongeveer 26%-punt naar 59% eigen gebruik op jaarbasis. Dit beschikbare overschot wordt eerst gebruikt voor de laadbehoefte van de EV voor autogebruik, het resterende deel wordt opgeslagen in de auto voor bidirectioneel laden.

De aannames die zijn gemaakt om te bepalen wanneer, hoeveel en op welk moment de EV wordt geladen, en uit welke stroombron dit gebeurt, zijn als volgt:

Wanneer het zon-overschot groter is dan 1,4 kWh, wordt deze stroom als eerste gebruikt voor laden t.b.v. autogebruik van de EV. Vervolgens wordt de stroom van het net gebruikt die nodig is om de zonne-energie die onder de 1,4 kWh-drempel maar boven de 0,7 kWh-drempel ligt te benutten. Wanneer de auto nog meer energie nodig heeft, wordt de resterende vraag aangevuld met netstroom volgens het netbewuste laadprofiel.

[2] Er zijn verschillende ontwikkelingen qua drempelwaarde per fase die de laadpaal-auto vragen voordat zonnestroom geladen kan worden. In principe geldt een drempel van 1,38 kW vermogen bij 1-fase en 4,15 kW vermogen bij 3-fase laden. Echter zijn er ook laadpalen die 2 van de 3 fases kunnen uitschakelen om toch met een drempelwaarde van 1,4 kW te gaan laden. Ook worden er nieuwe protocollen ontwikkeld die zorgen dat gecombineerd met netstroom + overtollige zonnestroom de drempelwaarde gehaald wordt. Zie ook Zonneplan (2026). Ook speelt de minimum laadperiode een rol. Als binnen een uur blokken van minimaal 15 minuten laden boven de drempelwaarde mogelijk is, dan zal vaker een deel van het overschot per uur wel geladen kunnen worden.

Als de som van het lage zonne-overschot (< 1,4 kWh), het hoge zonne-overschot (> 1,4 kWh) en de compensatiestroom hoger is dan de dagbehoefte, wordt berekend welk deel van het lagere overschot nodig is om in de behoefte te voorzien. Dit wordt omgerekend naar een percentage van het totale dagelijkse EV-verbruik, waarna dit percentage wordt toegepast op de beschikbare lagere compensatiestroom. Hierdoor blijft uiteindelijk een rest-overschot over dat kan worden gebruikt voor bidi.

Tabel 5: Bruikbaar overschot zonne-energie per uurblok bij gemiddelde drempelwaarde 0,7 kWh/u.

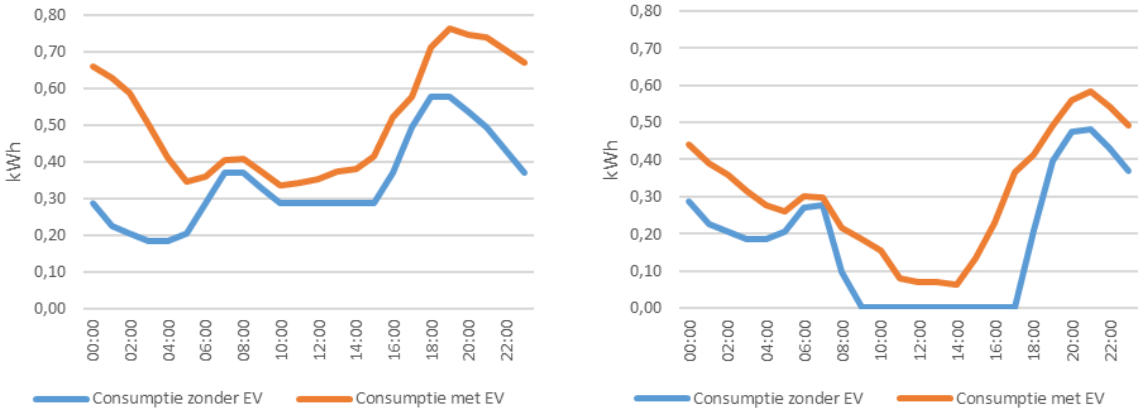
Overschot Energie													
Uur	Januari	Februari	Maart	April	Mei	Juni	Juli	Augustus	September	Oktober	November	December	Gemiddelde
kWh / dag	Netto	Netto	Netto	Netto	Netto	Netto	Netto	Netto	Netto	Netto	Netto	Netto	Netto
00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
03:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
05:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
08:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
09:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,39	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07
10:00	0,00	0,00	0,48	0,47	0,57	0,57	0,50	0,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,26
11:00	0,00	0,00	0,60	0,64	0,69	0,68	0,63	0,62	0,50	0,00	0,00	0,00	0,37
12:00	0,00	0,33	0,58	0,68	0,68	0,65	0,62	0,62	0,52	0,00	0,00	0,00	0,39
13:00	0,00	0,33	0,59	0,73	0,72	0,67	0,65	0,66	0,54	0,00	0,00	0,00	0,41
14:00	0,00	0,00	0,53	0,73	0,71	0,68	0,64	0,63	0,51	0,00	0,00	0,00	0,37
15:00	0,00	0,00	0,42	0,66	0,66	0,66	0,60	0,57	0,44	0,00	0,00	0,00	0,34
16:00	0,00	0,00	0,00	0,53	0,53	0,58	0,49	0,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22
17:00	0,00	0,00	0,00	0,32	0,37	0,44	0,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12
18:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Beschikbaar Voor Gebruik	0,00	0,65	3,20	4,76	5,32	5,32	4,47	4,04	2,51	0,00	0,00	0,00	2,53
% van Totaal Overschot	0%	20%	41%	44%	44%	43%	41%	40%	35%	0%	0%	0%	41%
Gemiddeld Overschot	0,00	0,33	0,53	0,59	0,59	0,59	0,56	0,58	0,50	0,00	0,00	0,00	0,36
Aandeel Eigen Gebruik	95%	60%	60%	58%	58%	56%	55%	55%	54%	56%	74%	94%	59%
Toename Eigen Gebruik	0%	10%	28%	33%	34%	33%	31%	30%	24%	0%	0%	0%	26%

Nu kan de netconsumptie, zowel zonder als met PV en inclusief EV, worden berekend. Dit vormt de uitgangssituatie waartegen de potentie van bidi wordt vergeleken. Wat opvalt in Figuur 8 is dat het gebruik van een EV de consumptie vooral in de avond en nacht vergroot, terwijl de toename in de middag en tijdens de ochtendpiek beperkt is.

Voor een huishouden zonder PV stijgt de elektriciteitsconsumptie door de laadbehoefte van een EV, in het geval van een B-segment auto met een jaarkilometrage van 10.000 km en een thuislaadaandeel van 90%, van 8,2 kWh naar 12,3 kWh per dag (+4,1 kWh per dag door de EV). Dit komt neer op een toename van ongeveer 50%.

De netafname voor een huishouden met PV zonder EV is 5,1 kWh (basisverbruik van 8,2 kWh – zonproductie van 9,6 kWh x aandeel eigen gebruik van 32%). De B-segment auto kan met twee thuiswerkdagen gemiddeld 1,9 kWh van de benodigde 4,1 kWh per dag aan zonoverschot laden, dit betekent dat 2,2 kWh per dag van het net moet worden afgenomen. Met een EV neemt het netverbruik dus toe van 5,1 kWh naar 7,3 kWh per dag, wat een stijging van circa 42% betekent. Daarnaast valt op dat bij een huishouden met PV, waar overdag voorheen geen netafname was, nu wel netconsumptie optreedt door het laden van de EV, dit komt door de compensatiestroom en de drempelwaarde van 0,7 kWh die zorgt dat je vaker de drempelwaarde kan halen en je overschot kan gebruiken.

Figuur 8: Consumptie van een huishouden van het net exclusief en inclusief EV voor zonder PV (links) en met PV (rechts)



3 Scenario's en uitgangspunten

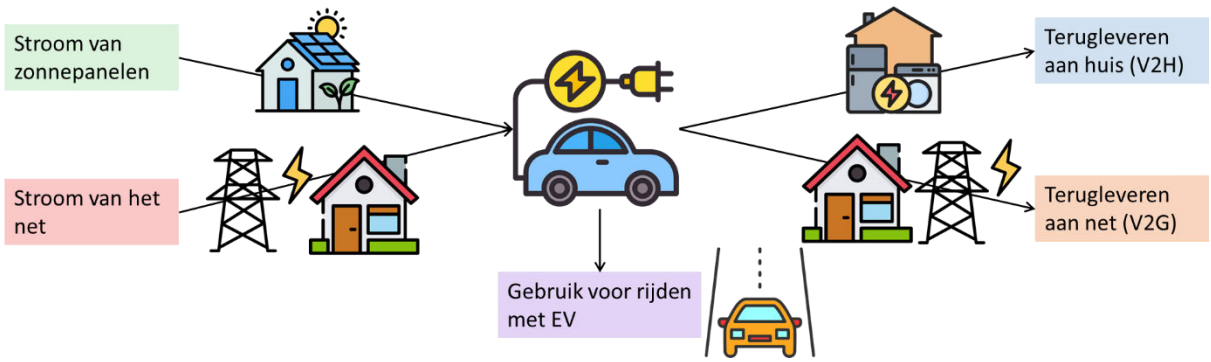
3.1 SCENARIO'S

Om de volledige potentie van bidi te onderzoeken, zijn verschillende scenario's opgesteld. Allereerst wordt onderscheid gemaakt tussen situaties met en zonder PV. Daarnaast wordt onderscheid gemaakt op basis van de manier waarop de energie wordt gebruikt: het bidirectionele laadconcept.

Bij vehicle-to-home (V2H) wordt de auto opgeladen op momenten met lage energieprijzen, waarna de opgeslagen energie later wordt gebruikt om het huishoudelijk verbruik te dekken tijdens duurdere momenten. Bij vehicle-to-grid (V2G) wordt eveneens geladen op goedkope momenten, maar wordt de energie later teruggeleverd aan het elektriciteitsnet wanneer de prijzen hoog zijn, zodat deze tegen een hogere prijs kan worden verkocht.

Tot slot is er een gecombineerd scenario, vehicle-to-home + grid (V2H+G). In dit geval wordt de energie eerst gebruikt om het eigen verbruik van de woning te compenseren. Eventuele resterende energie wordt vervolgens teruggeleverd aan het net tegen een vergoeding. In Figuur 9 is een schematische weergave te zien van de verschillende vormen van bidi.

Figuur 9: Schematische weergave van bidirectioneel laden.



Daarnaast zijn er scenario's opgesteld op basis van verschillende kostenstructuren. Vanaf 2029 veranderen de nettarieven: de kosten van netbeheerders worden dan niet langer als een vast bedrag per jaar gerekend, maar (deels) afhankelijk van het verbruik per kWh en het tijdstip van afname. Dit is bedoeld om piekbelasting op het elektriciteitsnet te verminderen. Huishoudens gaan hierdoor meer betalen wanneer zij veel stroom verbruiken tijdens drukke momenten, zoals in de ochtend en avond. Dit systeem werkt met vijf tijdsblokken en vier verschillende prijsniveaus (NextEnergy, 2026).

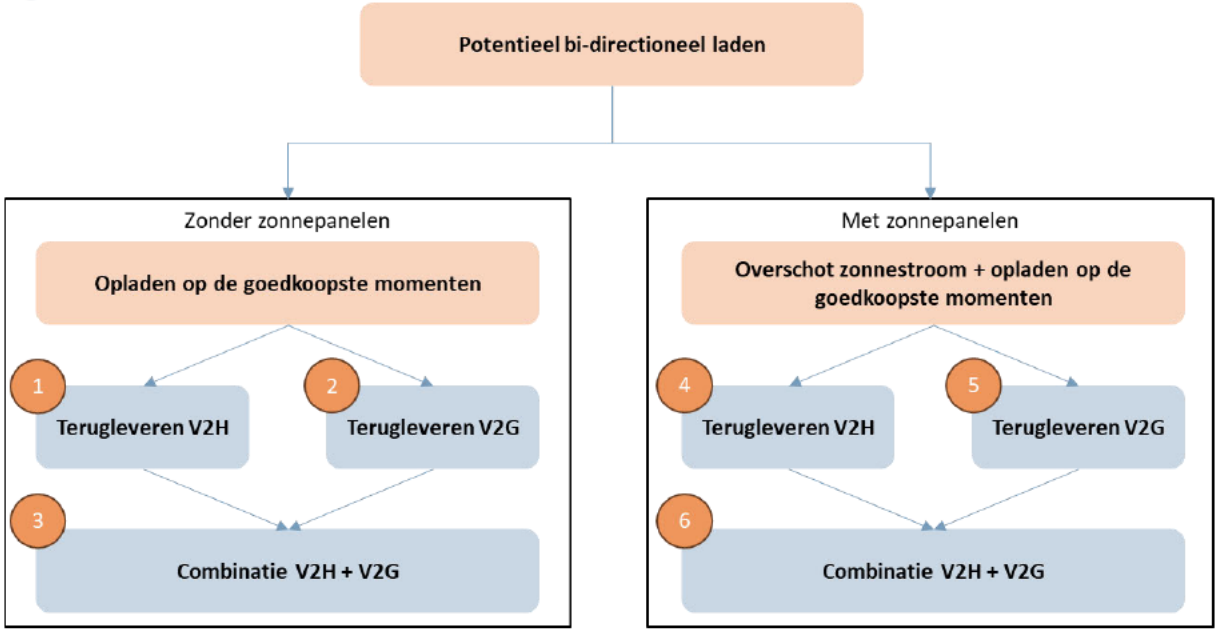
Daarnaast speelt energiebelasting (EB) een belangrijke rol. Voor iedere kWh die wordt verbruikt, wordt EB geheven. Bij toepassingen van bidi waarbij energie tijdelijk wordt opgeslagen en vervolgens wordt teruggeleverd (zoals in scenario's met netlevering), kan sprake zijn van dubbele belastingheffing: eerst betaalt de gebruiker EB bij het laden van de auto, en vervolgens betaalt een andere afnemer opnieuw EB wanneer deze energie weer van het net wordt afgenomen.

Om dit effect te analyseren, is ook een scenario opgenomen waarin deze dubbele belasting gedeeltelijk wordt gecompenseerd. Aangezien het in de praktijk niet mogelijk is om de volledige EB te verrekenen, wordt in dit scenario aangenomen dat de EB op energie die wordt geladen met het doel deze later terug te leveren wordt verlaagd naar €0,01 per kWh, terwijl voor regulier verbruik het standaardtarief van €0,10 per kWh (Belastingdienst, 2026) blijft gelden. Dit wordt gedaan door een vergoeding bij terugleveren van €0,10 - €0,01 = €0,09.

Een vergelijkbaar vraagstuk speelt bij de nettarieven vanaf 2029. In Frankrijk bestaat reeds een systeem waarbij een vergoeding wordt gegeven voor teruggeleverde energie (circa €0,05 per kWh). Daarom zijn ook voor dit aspect verschillende scenario's meegenomen in de analyse.

Er is onderscheid gemaakt tussen situaties met en zonder PV, en in de manier waarop de stroom wordt teruggeleverd (bidi voor eigen verbruik, levering aan het net, en een combinatie van beide). Dit resulteert in 2 × 3 = 6 basisscenario's, zie Figuur 10.

Figuur 10: overzicht van onderzochte scenario's bidi.



Vervolgens zijn voor elk van deze basisscenario's verschillende prijsscenario's doorgerekend. Hierbij is onderscheid gemaakt tussen de huidige elektriciteitsprijzen en de nieuwe tariefstructuur vanaf 2029. Voor de huidige prijzen zijn twee varianten beschouwd (met en zonder correctie voor dubbele energiebelasting). Voor de toekomstige tarieven zijn vier varianten doorgerekend: met en zonder correctie voor dubbele energiebelasting, en met en zonder compensatie voor variabele tijdafhankelijke netbeheertarieven. In totaal leidt dit tot 6 prijsscenario's per basisscenario.

Tabel 6: Overzicht van prijsscenario's.

Scenario's	Energiebelasting (EB)	Netbeheertariefstelsel	Vergoeding voor terugleveren op uren met netcongestie
1	Dubbel	Huidig vast tarief	n.v.t.
2	Enkel	Huidig vast tarief	n.v.t.
3	Dubbel	Toekomstig variabel en tijdafhankelijk tarief	Nee
4	Enkel	Toekomstig variabel en tijdafhankelijk tarief	Nee
5	Dubbel	Toekomstig variabel en tijdafhankelijk tarief	Ja, 50% van gemiddeld verschil tussen goedkope en dure uren: 6,5 ct/kWh
6	Enkel	Toekomstig variabel en tijdafhankelijk tarief	Ja, 50% van gemiddeld verschil tussen goedkope en dure uren: 6,5 ct/kWh

3.2 AANNAMES EN VARIANTEN

3.2.1 Drempelwaarde laden EV met eigen PV opwek

De drempelwaarde voor het laden met zonnepanelen ligt op 1,4 kWh om volledig op zonne-energie te kunnen laden. Vanaf 0,7 kWh wordt al gestart met het benutten van zonne-energie, terwijl de resterende energie tot 1,4 kWh wordt aangevuld met netstroom. Per uurblok wordt uitgegaan dan per kwartier voldaan kan worden aan de drempelwaarde.

3.2.2 Laadverliezen

Laadverliezen ontstaan door de omzetting van wisselstroom (AC in woning of net) naar gelijksroom (DC in auto) en omgekeerd, en bij opslag in de batterij van de auto. Bij V2G / V2H treden laadverliezen twee keer op bij laden en ontladen. Laadverliezen hangen af van verschillende factoren:

- 1 fase (3,7 kW) of 3-fase laden (11 kW), lagere laadverliezen bij 11 kW laden dan bij 3,7 KW laden
- Temperatuur batterij
- Stand-by verbruik van de bidi-laadpaal
- State-of-Charge (SoC) van de batterij: grotere verliezen bij bijna leeg (<25% SoC) of bijna vol (> 75% SoC), lagere laadverliezen in laadvenster 25-75% SoC.

Uit diverse onderzoeken (o.a. ElaadNL) blijkt een gemiddelde roundtrip efficiency van 85% voor 11 kW 3-fase laden binnen het laadvenster 25-75 SoC. Dit betekent circa 8% laadverlies per richting: 92% x 92% = 85%.

3.2.3 Autogrootte, batterijgrootte en gemiddeld jaarkilometrage

De autogrootte is ingedeeld in segmenten B (compact), C (middenklasse) en D (grote middenklasse). De gemiddelde accugrootte verschilt per segment en gaat uit van 54 kWh, 79 kWh en 91 kWh in de segmenten B t/m D. Voor de jaarkilometrages wordt uitgegaan van 10.000, 15.000 en 20.000 kilometer.

3.2.4 Maximaal volume teruglevering en teruglever-vermogen

De veronderstelde maximale toegestane teruglevering op jaarbasis die fabrikanten binnen de garantie op de EV toestaan verschilt per autosegment: segment B heeft een limiet van 5.000 kWh per jaar, segment C 7.500 kWh per jaar en segment D 8.500 kWh per jaar, zie Tabel 7.

Tabel 7: Maximale teruglever-volumes per jaar, kalender dag en dag.

Volume teruglevering	Maximaal per jaar (kWh)	Gemiddeld per kalenderdag (kWh)	Maximaal per dag (kWh)
B-segment	5.000	13,7	20
C-segment	7.500	20,5	30
D-segment	8.500	23,3	34

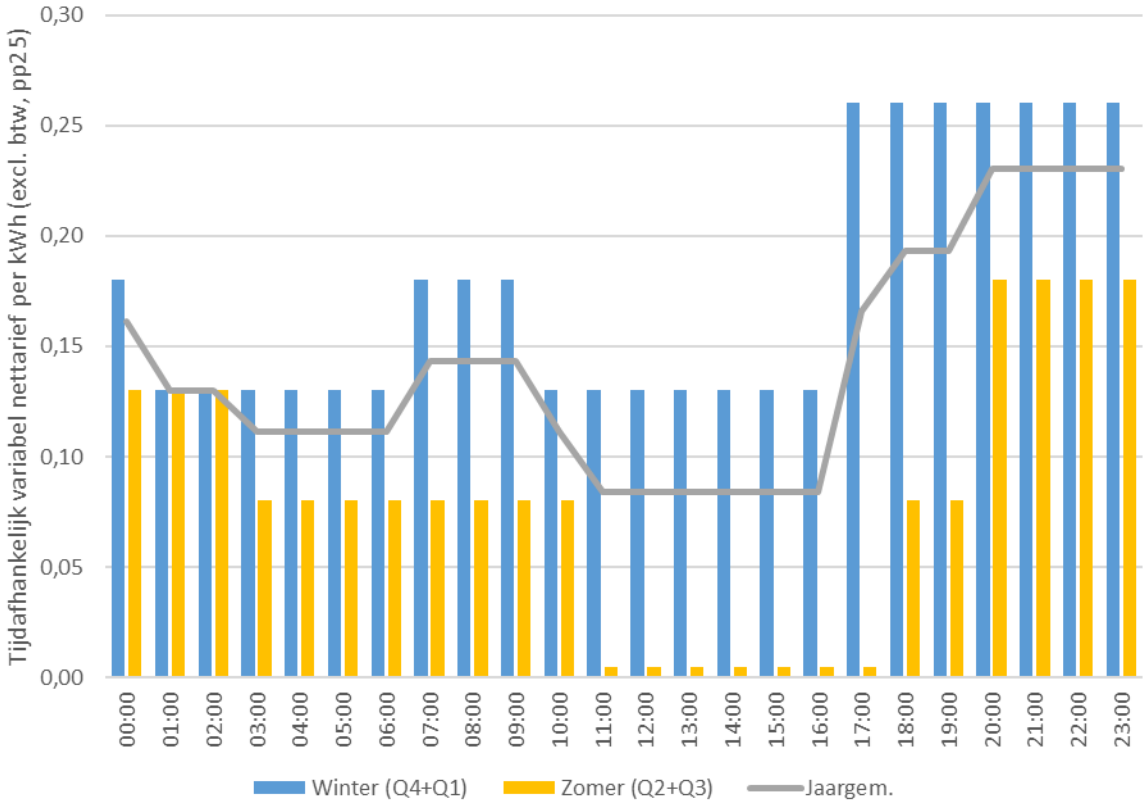
Daarnaast wordt onderscheid gemaakt tussen enkel of dubbele EB en een veronderstelde netcongestievergoeding. De netbeheerkosten zijn in de huidige situatie vast, maar worden in de toekomst variabel en zullen naar verwachting worden verdeeld in tijdafhankelijke blokken in zomer/wintermaanden, zie volgende paragraaf.

3.3 PRIJZEN EN TARIEVEN

De totale stroomprijs is opgebouwd uit verschillende onderdelen. Dit is de kale elektriciteitsprijs, een winstmarge vanuit de leverancier, netbeheer-/leveringskosten, energiebelasting en de btw. De netbeheerkosten bedragen momenteel een vast bedrag van €477 per jaar incl. btw (en €394 per jaar excl. btw), terwijl de overige kostencomponenten per kWh betaald worden. Indien de vaste

netbeheerkosten omgerekend worden naar de kosten per kWh bij een gemiddeld verbruik van 3.000 kWh, komt dit uit op 16 ct/kWh incl. btw en 13 ct/kWh excl. btw. Er is recent veel onderzoek gedaan naar een nieuw variabel en tijdafhankelijk tariefstelsel voor de netbeheerkosten (Berenschot, 2025). In de tariefvarianten werden tijdblokken per dag gedefinieerd en onderscheid naar zomermaanden en wintermaanden. Dit heeft recent geleid tot een voorstel vanuit Netbeheer Nederland (2026), die wij als uitgangspunt nemen in dit onderzoek. Figuur 11 geeft het beoogde tariefstelsel weer. Er zijn 6 wintermaanden en 6 zomermaanden en 5 blokken per dag met tijdafhankelijke tarieven. Het jaargemiddelde is gewogen tussen de zomer- en wintermaanden waarbij de winter ongeveer 65% van het jaarverbruik heeft en de zomer 35% van het jaarverbruik. Als we gemiddeld op jaarbasis kijken naar het maximale verschil tussen gunstige daluren (overdag) en ongunstige piekuren (avond), dan heeft dit een bandbreedte van 8 tot 21 ct/kWh waar met bidirectioneel laden op ingespeeld zou kunnen worden. Dit betekent dat er een potentie is van 13 ct/kWh aan nettarieven die goedkoop geladen en tijdelijk opgeslagen wordt in de EV en tijdens dure congestie-uren teruggeleverd kan worden.

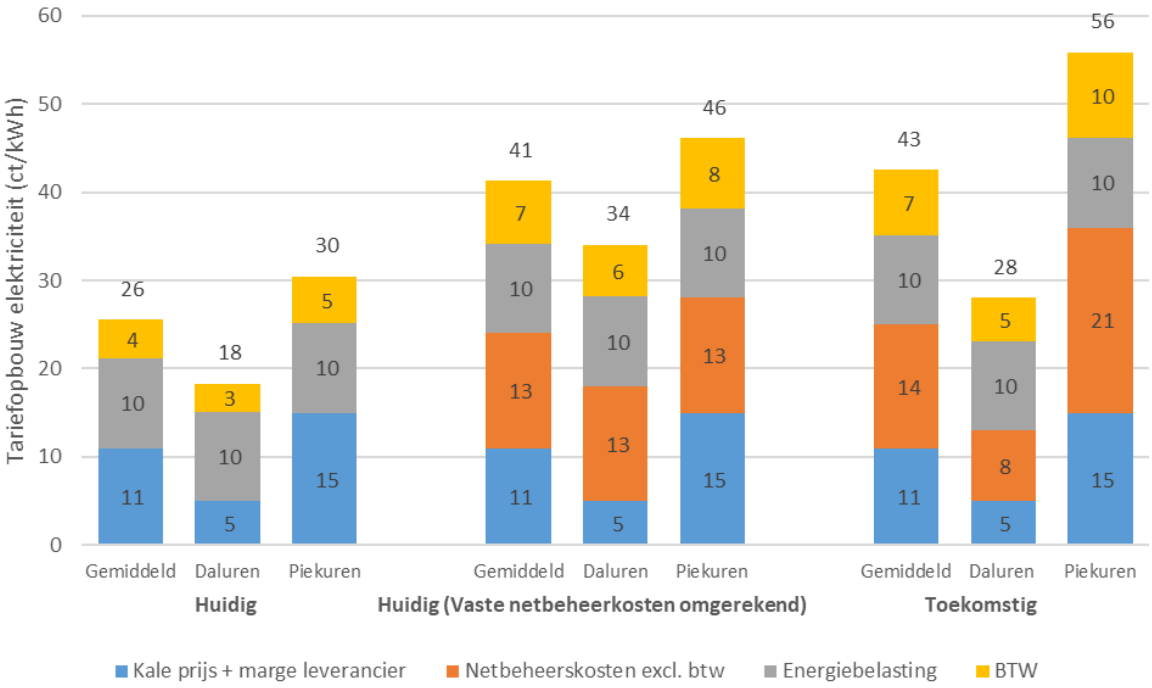
Figuur 11: voorgestelde tariefstructuur vanaf 2029, tijd- en zomer/winter afhankelijk.



Bron: Revnext afgeleid en bewerkt uit Netbeheer Nederland (2026).

In Figuur 12 is links weergegeven hoe de huidige kosten per kWh zijn opgebouwd en gemiddeld verschillen tussen daluren en piekuren. In het midden is weergegeven wat de kosten per kWh zijn als de vaste netbeheerkosten hierbij 'gevariabiliseerd' opgeteld worden en rechts is te het toekomstige tariefstelsel te zien van variabele tijdsafhankelijke netbeheerkosten tussen dal- en piekuren. Differentiatie van de netbeheerkosten naar tijdstip zorgt ervoor dat het verschil in elektriciteitsprijzen tussen dal- en piekuren toeneemt van 12 ct/kWh (huidig) naar 28 ct/kWh (toekomstig). Zonder btw meegerekend, uitgaande dat tijdelijke energieopslag is vrijgesteld van btw, dan neemt het verschil tussen dal- en piekuren toe van 10 ct/kWh (huidig) naar 23 ct/kWh (toekomstig).

Figuur 12: Tariefopbouw elektriciteitsprijs, huidig (links) en toekomstig (rechts).



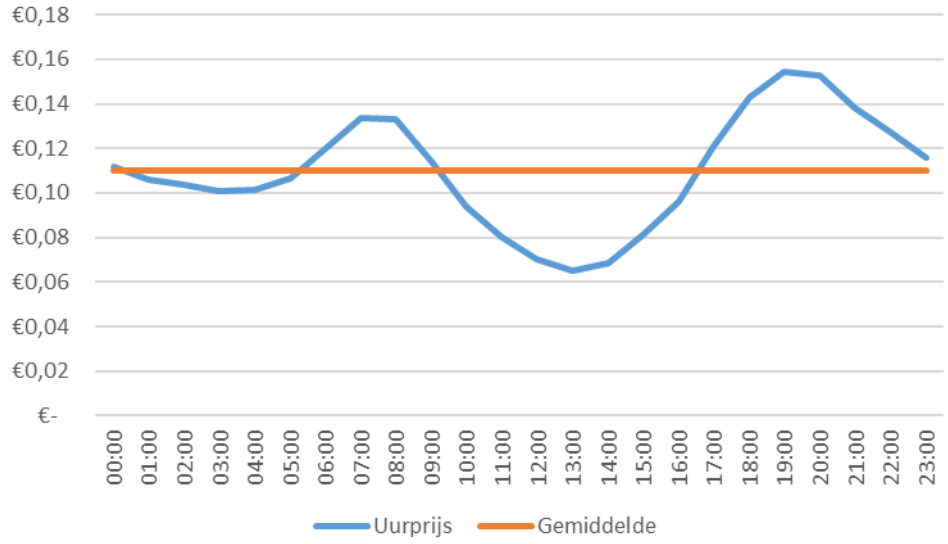
Met behulp van (Jeroen.nl, z.d.) zijn de gemiddelde uurlijkse kale elektriciteitsprijzen per maand bepaald. Hoewel toekomstige elektriciteitsprijzen onzeker zijn en in deze analyse is uitgegaan van huidige prijsniveaus, kan de verdere toename van hernieuwbare energie naar verwachting leiden tot lagere gemiddelde groothandelsprijzen, maar tegelijkertijd ook tot grotere prijsschommelingen door een hogere afhankelijkheid van weersafhankelijke productie (zon en wind). Hierdoor kan het verschil tussen de waarde van eigen opwek en marktprijzen toenemen, wat de economische aantrekkelijkheid van flexibiliteitsopties zoals slim laden en bidirectioneel laden kan vergroten. Wat opvalt is dat de prijspieken voor de maanden januari tot en met maart en september tot en met december voornamelijk rond 08:00 en 18:00 liggen. Voor de maanden april tot en met augustus verdwijnen de ochtendpieken grotendeels en verschuift de avondpiek naar een later tijdstip, rond 20:00.

Kijkend naar de laagste prijzen blijkt dat deze in januari, februari en oktober tot en met december vooral ’s nachts tussen 02:00 en 04:00 voorkomen. In de overige maanden liggen de goedkoopste uren juist rond het middaguur, ongeveer om 13:00, als gevolg van de hoge productie van zonne-energie. In sommige maanden en uren komen zelfs negatieve elektriciteitsprijzen voor.

Daarnaast liggen de gemiddelde dagprijzen in de zomermaanden lager dan in de wintermaanden en variëren deze tussen €0,09 en €0,15 per kWh. In Figuur 13 is de gemiddelde uurprijs weergegeven.

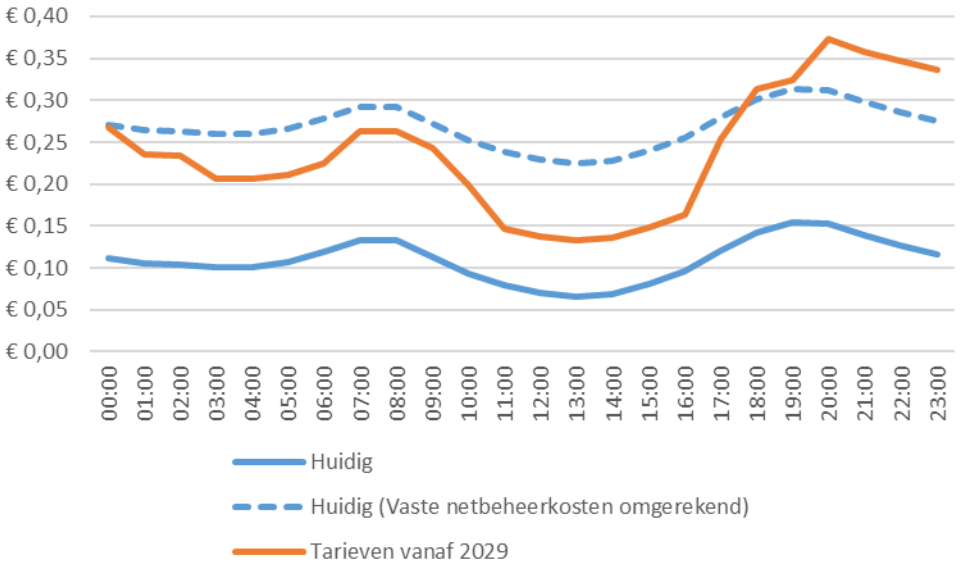
Hierin zijn de ochtend- en avondpieken zichtbaar, evenals het prijsdal rond het middaguur. In de Bijlage A zijn de elektriciteitsprijzen per uur en per maand weergegeven.

Figuur 13: Gemiddelde kale elektriciteitsprijs (vast en dynamisch) incl. marge en excl. EB en BTW



In Figuur 14 is weergegeven hoe de gemiddelde dynamische uurlijkse elektriciteitsprijzen eruit zullen zien met de nieuwe netbeheertarieven vanaf 2029. Hieruit blijkt dat de prijzen vanaf 2029 tussen 00:00 en 09:00 iets onder de huidige prijzen liggen. Tussen 10:00 en 15:00 zijn de nieuwe tarieven een stuk goedkoper, terwijl deze tussen 17:00 en 23:00 juist aanzienlijk duurder zijn. De nieuwe tarieven zorgen voor een hogere prijsvolatiliteit, waardoor het afnemen van elektriciteit tijdens de avondpiek relatief duurder wordt. Waar de huidige prijs exclusief netbeheerderskosten schommelt tussen €0,06 en €0,16 wordt dat vanaf 2029 tussen de €0,13 en €0,37. In Bijlage A zijn de uurlijkse elektriciteitsprijzen inclusief de nieuwe netbeheerderstarieven per maand weergegeven.

Figuur 14: Gemiddelde uurlijkse elektriciteitsprijzen voor de huidige netbeheerderstarieven en nieuwe tarieven vanaf 2029



3.4 TERUGLEVERVERGOEDING NETBEHEERDER

In de vorige paragraaf is uiteengezet dat in het toekomstige systeem met netbeheertarieven het verschil tussen piek- en daluren 13 ct/kWh bedraagt. Dit geldt zowel voor de zomermaanden (circa 13 versus 0 ct/kWh) als in de wintermaanden (circa 26 versus 13 ct/kWh).

In onze berekeningen is rekening gehouden dat niet het volledige prijsverschil tussen piek- en daluren als terugleververgoeding wordt aangeboden door netbeheerders. In nieuwe tariefstelsels in Duitsland en Frankrijk (Modo Energy, 2025) zien we ordegrootte van 50% besparing die behaald kan worden op de gemiddelde netbeheertarieven en zijn vergoeding van ordegrootte 5 tot 8 ct/kWh te behalen.

Voor de Nederlandse situatie houden we rekening met een terugleververgoeding van 50% van het prijsverschil tussen piek- en daluren, ofwel de helft van 13 ct/kWh, dus een terugleververgoeding van 6,5 ct/kWh. Voor gemiddelde maand zoals weergegeven in Figuur 12 (rechts) betekent dit dat iemand in dalenuren met netstroom gaat laden voor tijdelijke opslag tegen een netbeertarief van 8 ct/kWh en in piekuren gaat terugleveren tegen een netcongestievergoeding van 6,5 ct/kWh + de verrekening van de reeds betaalde 8 ct/kWh in de daluren. Iemand koopt dan in voor 8 ct/kWh en ontvangt 14,5 ct/kWh terug van de netbeheerder. Vanuit het perspectief van de netbeheerder betekent dit dat hij de teruggeleverde energie aan iemand anders levert tegen 21 ct/kWh netbeheerkosten in piekuren en netto 6,5 ct/kWh aan netcongestievergoeding kwijt is. Zodoende ontvangt de netbeheer netto nog steeds de ruim 14,5 ct/kWh die gemiddeld per kWh per dag benodigd is (zie daggemiddelde in Figuur 12). De netbeheerder heeft zodoende stabiele opbrengsten en een verlaging van de piekvraag waarmee netverzwaringen vermeden kunnen worden.

4 Rekenmodel

Om te bepalen wanneer per uur, maand en scenario geladen en ontladen moet worden, is eerst vastgesteld welke uren het goedkoopst en duurst zijn op basis van de elektriciteitsprijs. Hiervoor is een ranking van de uren opgesteld, waarbij rank 1 overeenkomt met het goedkoopste uur en rank 24 met het duurste uur. Deze rangschikking per uur en per maand is opgenomen in Figuur 42 en Figuur 43 van de bijlage B voor respectievelijk de huidige elektriciteitsprijzen en de nieuwe elektriciteitsprijzen incl. de nieuwe variabele netbeheertarieven.

$$R_{u,m,i} = rang(Prijs_{u,m,i}) \quad (1)$$

Waarbij:

- $R_{u,m,i}$ = de ranking van uur *u*, maand *m* en prijsscenario *i* waarbij $i = 0$ staat voor de huidige netbeheerderstarieven en $i = 1$ voor de nieuwe netbeheerderstarieven
- $Prijs_{u,m,i}$ = de bijbehorende elektriciteitsprijs

Om te bepalen hoeveel de EV kan laden of ontladen, is het noodzakelijk om inzicht te hebben in het maximaal beschikbare laad- en ontlaadvermogen per uur. Dit effectieve vermogen wordt bepaald door het maximale laadvermogen te vermenigvuldigen met het aandeel van de tijd dat de auto thuis aanwezig is.

$$P_u^{effectief} = P_u^{max} \times Thuis_u \quad (2)$$

Waarbij:

- $P_u^{effectief}$ = het effectieve laadvermogen van de EV in een uur (rekening houdend met aanwezigheid thuis)
- P_u^{max} = het maximale laad- en ontlaadvermogen van de EV in een uur gelijk aan 11 kW
- $Thuis_u$ = het aandeel van de tijd dat de EV thuis is voor een bepaald uur

Om te bepalen hoeveel de EV in totaal per dag extra moet laden, wordt de totale ontlaadvraag gecorrigeerd voor laadverliezen. Hierbij wordt rekening gehouden met het hoofdscenario (V2H, V2G of V2H+G) en de aanwezigheid van PV-systemen, aangezien beide factoren invloed hebben op de efficiëntie en de beschikbaarheid van energie-uitwisseling.

$$Totale\ Laadvraag_m^{s,PV} = \frac{Totale\ Ontlaadvraag_m^{s,PV}}{\eta} \quad (3)$$

Waarbij:

- $Totale\ Laadvraag_m^{s,PV}$ = totale laadvraag voor een dag in maand *m* voor scenario *s* (V2H, V2G of V2H + G) en aanwezigheid *PV* (ja of nee)
- $Totale\ Ontlaadvraag_m^{s,PV}$ = totale ontlaadvraag voor een dag in een specifieke maand
- η = laad-/ontlaadrendement (efficiëntie) gelijk aan 92% per richting

Om de laadvraag in een bepaald uur te bepalen, wordt een cumulatieve benadering gebruikt. De laadvraag in uur *u* is gelijk aan de laadvraag in het vorige uur, verminderd met de extra geladen energie in dat vorige uur.

$$Laadvraag_{u,m}^{s,PV} = Laadvraag_{u-1,m}^{s,PV} - Laden\ extra_{u-1,m}^{s,PV} \quad (4)$$

Waarbij:

- $Laadvraag_{u,m}^{s,PV}$ = resterende laadvraag in een uur
- $Laden\ Extra_{u,m}^{s,PV}$ = extra geladen energie in een uur

Om te bepalen hoeveel de EV extra moet laden in een bepaald uur (voor bidirectioneel laden), wordt gekeken naar het beschikbare effectieve laadvermogen, verminderd met het verbruik van de auto en de energie afkomstig van PV-opwek. De extra laadenergie wordt begrensd door de resterende laadvraag in dat uur.

$$Laden\ Extra_{u,m}^{s,PV} = MIN(P_u^{effectief} - Laden\ Auto_u - Laden\ Zon_{u,m}^{PV};\ Laadvraag_{u,m}^{s,PV}) \quad (5)$$

Waarbij:

- $Laden\ Auto_u$ = energie dat op een uur netbewust geladen wordt in de auto voor het rijden van kilometers
- $Laden\ Zon_{u,m}^{PV}$ = geladen energie afkomstig van PV-overschot

Nu bekend is wanneer en hoeveel er wordt geladen, is het ook belangrijk om te bepalen hoeveel er moet worden ontladen. Hier ontstaan verschillen tussen de verschillende hoofdscenario's. Voor het V2H-scenario wordt de totale ontlaadvraag bepaald als de som van het elektriciteitsverbruik van het huishouden in de zes duurste uren. Er is gekozen voor zes uren omdat de EV niet altijd thuis is en dus niet alle verbruikspieken volledig kan dekken. De ontlaadvraag wordt vervolgens gecorrigeerd voor het rendement van laden en ontladen (92%).

$$Totale\ Ontlaadvraag_m^{V2H,PV} = \frac{1}{\eta} \sum_{u \in \Omega_6} Verbruik\ Huishouden_{u,m}^{PV} \quad (6a)$$

Waarbij:

- $Totale\ Ontlaadvraag_m^{V2H,PV}$ = totale ontlaadvraag voor V2H op een dag in een maand
- Ω_6 = set van 6 duurste uren (op basis van ranking)
- $Verbruik\ Huishouden_{u,m}^{PV}$ = verbruik van huishouden inclusief gebruik EV op een uur in een maand

Voor het V2G-scenario wordt de totale ontlaadvraag gebaseerd op de maximale hoeveelheid energie die een EV per dag kan ontladen. Hierbij wordt aangenomen dat de EV deze maximale ontlading benut om de inkomsten uit teruglevering aan het net te maximaliseren.

$$Totale\ Ontlaadvraag_m^{V2G,PV} = P_d^{max} \quad (6b)$$

Waarbij:

- $Totale\ Ontlaadvraag_m^{V2G,PV}$ = totale ontlaadvraag voor V2G op een dag in een maand
- P_d^{max} = het maximale ontlaadvermogen van de EV in een dag gelijk aan 20 kWh per dag voor B-segment auto (Peugeot e-208), 29 kWh per dag voor C-segment auto (Cupra Born) en 34 kWh per dag voor D-segment auto (Volvo EX60) (EV Database, z.d.)

Voor het V2H+G-scenario wordt de totale ontlaadvraag opgebouwd uit twee componenten: (i) de netontlaadvraag en (ii) de ontlaadvraag van het corresponderende V2H scenario. Deze uren hebben prioriteit in de ontlaadstrategie en worden als eerste gedekt.

$$Totale\ Ontlaadvraag_m^{V2H+G,PV} = Totale\ Netontlaadvraag_m^{V2H+G,PV} + Totale\ Ontlaadvraag_m^{V2H,PV} \quad (6c)$$

Waarbij:

- $Totale\ Ontlaadvraag_m^{V2H+G,PV}$ = totale ontlaadvraag voor V2H+G op een dag in een maand
- $Totale\ Netontlaadvraag_m^{V2H+G,PV}$ = totale netontlaadvraag (teruglevering aan het elektriciteitsnet)

De totale netontlaadvraag wordt bepaald als het maximale dagelijkse ontlaadvermogen van de EV, verminderd met de energie die reeds is ingezet voor het V2H-scenario. Op deze manier wordt voorkomen dat dezelfde energie dubbel wordt ingezet voor zowel huishoudelijke als netlevering,

hierdoor is de totale ontlaadvraag altijd gelijk aan de maximale hoeveelheid energie die een EV per dag kan ontladen net zoals bij V2G.

$$Totale\ Netontlaadvraag_m^{V2H+G,PV} = P_d^{max} - Totale\ Ontlaadvraag_m^{V2H,PV} \quad (7)$$

Om de ontlaadvraag in een bepaald uur te bepalen, wordt ook een cumulatieve benadering gebruikt. De ontlaadvraag in uur *u* is gelijk aan de ontlaadvraag in het vorige uur, verminderd met de energie die wordt ontladen in dat vorige uur.

$$Ontlaadvraag_{u,m}^{s,PV} = Ontlaadvraag_{u-1,m}^{s,PV} - Ontladen^{s,PV}{}_{u-1,m} \quad (8)$$

Waarbij:

- $Ontlaadvraag_{u,m}^{s,PV}$ = resterende ontlaadvraag in een uur
- $Ontladen^{s,PV}{}_{u,m}$ = ontladen energie in een uur

Voor V2H+G wordt energie zowel aan het net als aan de woning geleverd. Om de netontlaadvraag op een bepaald moment te berekenen, wordt de netontlaadvraag van het vorige uur verminderd met de hoeveelheid energie die in dat vorige uur aan het net is ontladen, en verhoogd met de hoeveelheid energie die aan de woning is ontladen.

$$Netontlaadvraag_{u,m}^{V2H+G,PV} = Netontlaadvraag_{u-1,m}^{V2H+G,PV} - Ontladen^{V2H+G,PV}{}_{u-1,m} + Ontladen^{V2H,PV}{}_{u-1,m} \quad (9)$$

Waarbij:

- $Netontlaadvraag_{u,m}^{V2H+G,PV}$ = resterende netontlaadvraag in een uur

Wanneer en hoeveel er wordt ontladen verschilt per hoofdscenario. Voor V2H hangt dit af van het elektriciteitsverbruik van het huishouden in dat uur, de efficiëntie, het effectieve laadvermogen en de resterende ontlaadvraag. Voor V2G wordt de ontlading begrensd door het effectieve laadvermogen en de resterende ontlaadvraag. Voor V2H+G wordt eerst bepaald hoeveel energie voor V2H wordt ontladen, de resterende capaciteit kan vervolgens worden gebruikt om aan het net terug te leveren, begrensd door de resterende netontlaadvraag.

$$Ontladen_{u,m}^{V2H,PV} = MIN\left(\frac{Verbruik\ Huishouden_{u,m}^{PV}}{\eta}; P_u^{effectief}; Ontlaadvraag_{u,m}^{V2H,PV}\right) \quad (10a)$$

Waarbij:

- $Ontladen_{u,m}^{V2H,PV}$ = de energie die in een bepaald uur wordt ontladen voor V2H

$$Ontladen_{u,m}^{V2G,PV} = MIN(P_u^{effectief}; Ontlaadvraag_{u,m}^{V2G,PV}) \quad (10b)$$

Waarbij:

- $Ontladen_{u,m}^{V2G,PV}$ = de energie die in een bepaald uur wordt ontladen voor V2G

$$Ontladen_{u,m}^{V2H+G,PV} = Ontladen_{u,m}^{V2H,PV} + MIN(P_u^{effectief} - Ontladen_{u,m}^{V2H,PV}; Netontlaadvraag_{u,m}^{V2H+G,PV}) \quad (10c)$$

Waarbij:

- $Ontladen_{u,m}^{V2H+G,PV}$ = de energie die in een bepaald uur wordt ontladen voor V2H+G

Nu alle basiscomponenten van het model zijn beschreven, kan worden bepaald wanneer en hoeveel er per scenario wordt geladen en ontladen. Voor het scenario V2H zonder PV, met twee

thuiswerkdagen per week, zijn de energiegegevens voor januari weergegeven in Figuur 15. De overeenkomstige overzichten voor de scenario's V2G en V2H+G zijn opgenomen in de bijlage C.

Figuur 15: Uurlijkse laad- en ontlaadoptimalisatie voor V2H zonder PV (januari).

Januari						
kWh / dag	**Rang**	**Effectief Laadvermogen**	**Ontlaadvraag**	**Ontladen**	**Laadvraag**	**Laden extra**
04:00	1	11,00	0,00	0,00	5,17	5,17
03:00	2	11,00	0,00	0,00	0,00	0,00
05:00	3	11,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02:00	4	11,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01:00	5	11,00	0,00	0,00	0,00	0,00
00:00	6	11,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	7	11,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06:00	8	11,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13:00	9	5,03	0,00	0,00	0,00	0,00
12:00	10	5,03	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	11	11,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14:00	12	5,03	0,00	0,00	0,00	0,00
11:00	13	5,66	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	14	11,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10:00	15	5,66	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	16	10,06	0,00	0,00	0,00	0,00
15:00	17	5,03	0,00	0,00	0,00	0,00
07:00	18	11,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:00	19	5,03	0,72	0,72	0,00	0,00
19:00	20	10,06	1,78	1,06	0,00	0,00
09:00	21	5,66	2,32	0,54	0,00	0,00
08:00	22	5,97	2,92	0,60	0,00	0,00
18:00	23	10,06	3,93	1,01	0,00	0,00
17:00	24	5,03	4,75	0,83	0,00	0,00
Totaal	**N/A**	**204,29**	**4,75**	**4,75**	**5,17**	**5,17**

Om te berekenen hoeveel energie daadwerkelijk wordt teruggeleverd aan de woning of het net, en dus netto wordt ontladen, moet rekening worden gehouden met de laad- en ontlaadverliezen.

$$Netto\text{-}ontladen_{u,m}^{s,PV} = Ontladen_{u,m}^{s,PV} * \eta \quad (11)$$

Waarbij:

- $Netto\text{-}ontladen_{u,m}^{s,PV}$ = de energie die en bepaald uur netto wordt ontladen

Nu alle componenten bekend zijn, kan het verbruik in de scenario's met bidirectioneel laden worden berekend. Dit verbruik kan vervolgens worden vergeleken met het verbruik van een standaard huishouden en worden omgerekend naar kosten, waarna de potentiële besparing en het effect op de TCO kan worden bepaald.

Het verbruik met bidirectioneel laden wordt berekend door het huishoudelijk verbruik te verminderen met de extra geladen energie en te verhogen met de netto ontladen energie. Indien het verbruik negatief is, betekent dit dat er netto energie van het net wordt afgenomen. Indien het verbruik positief is, betekent dit dat er netto energie aan het net wordt teruggeleverd.

$$Verbruik\ Bi\text{-}Di_{u,m}^{s,PV} = Verbruik\ Huishouden_{u,m}^{PV} - Laden\ Extra_{u,m}^{s,PV} + Netto\text{-}ontladen_{u,m}^{s,PV} \quad (12)$$

Waarbij:

- $Verbruik\ Bi\text{-}Di_{u,m}^{s,PV}$ = verbruik van huishouden inclusief bidirectioneel laden op een uur in een maand

Om de kosten correct te berekenen, moet ook worden bepaald hoeveel energie daadwerkelijk aan het net wordt teruggeleverd, zodat de inkomsten kunnen worden meegenomen. Daarnaast is het nodig om de energiestromen inzichtelijk te maken om de besparing in consumptie te kunnen bepalen. Er is sprake van teruglevering aan het net wanneer het verbruik bij bidirectioneel laden positief is.

$$Teruglevering_{u,m}^{s,PV} = \begin{cases} Verbruik\ Bi\text{-}Di_{u,m}^{s,PV} \text{ als } Verbruik\ Bi\text{-}Di_{u,m}^{s,PV} > 0 \\ 0 \text{ anders} \end{cases} \quad (13)$$

De besparing wordt berekend als het verschil tussen het huishoudelijk verbruik en het verbruik met bidi laden, waarbij de teruglevering aan het net in mindering wordt gebracht. Indien dit resultaat negatief is, wordt de besparing gelijkgesteld aan nul.

$$Besparing_{u,m}^{s,PV} = MAX(\ Verbruik\ Huishouden_{u,m}^{PV} - Verbruik\ Bi\text{-}Di_{u,m}^{s,PV} - Teruglevering_{u,m}^{s,PV}; 0) \quad (14)$$

Nu kunnen de kosten worden berekend. Hierbij wordt het verbruik in een uur vermenigvuldigd met de bijbehorende elektriciteitsprijs van het prijsscenario. Voor het huishoudelijke verbruik zijn deze kosten niet afhankelijk van het hoofdscenario, maar uitsluitend van het prijsscenario en van de aanwezigheid van zonnepanelen.

$$Kosten\ Huishouden_{u,m,i}^{PV} = Verbruik\ Huishouden_{u,m}^{PV} * Prijs_{u,m,i} \quad (15)$$

Waarbij:

- $Kosten\ Huishouden_{u,m,i}^{PV}$ = de kosten voor energiegebruik van een huishouden in een bepaald uur

De kosten voor scenario's met bidirectioneel laden zijn complexer opgebouwd dan de reguliere huishoudelijke energiekosten. Deze kosten verschillen per hoofdscenario en houden rekening met zowel elektriciteitsafname als teruglevering aan het net. Eerst worden de kosten voor netto elektriciteitsafname berekend. Hierbij wordt alleen rekening gehouden met uren waarin sprake is van netto afname van elektriciteit uit het net.

$$Kosten\ Afname_{u,m,i}^{s,PV} = MIN\left(Verbruik\ Bi\text{-}Di_{u,m}^{s,PV}; 0\right) * (Prijs_{u,m,i} + EB) \quad (16)$$

Waarbij:

- $Kosten\ Afname_{u,m,i}^{s,PV}$ = de kosten voor energieverbruik van een huishouden inclusief bidi laden in een bepaald uur exclusief de opbrengsten
- EB = de energiebelasting gelijk aan €0,10

Om de opbrengsten uit teruglevering te berekenen, wordt de hoeveelheid teruggeleverde elektriciteit vermenigvuldigd met de elektriciteitsprijs exclusief het variabele netbeheerderstarief. Daarnaast wordt onderscheid gemaakt tussen verschillende terugleverscenario's met of zonder vergoeding van EB en netbeheerderstarieven.

$$Opbrengst_{u,m,r}^{s,PV} = Teruglevering_{u,m}^{s,PV} * (Prijs_{u,m,0} + EB_r^{vergoeding} + Netbeheerderstarief_r^{vergoeding}) \quad (17)$$

Waarbij:

- $Opbrengst_{u,m,r}^{s,PV}$ = de opbrengst uit teruglevering van elektriciteit aan het net voor vergoedingsscenario r, waarbij $r = 0$ (geen vergoedingen), $r = 1$ (EB-vergoeding), $r = 2$ (netbeheerderstariefvergoeding) en $r = 3$ (EB- en netbeheerderstariefvergoeding)

- $EB_r^{vergoeding}$ = de vergoeding voor EB over teruggeleverde energie, deze bedraagt €0,09 per kWh
- $Netbeheerderstarief_r^{vergoeding}$ = de vergoeding voor het netbeheerderstarief over teruggeleverde energie, deze is gebaseerd op de Franse- en Duitse systemen en bedraagt €0,065 per kWh

Nu de kosten van afname en de opbrengsten uit teruglevering van energie bekend zijn, kunnen de totale kosten van een huishouden met bidirectioneel laden worden berekend door deze twee componenten met elkaar te combineren. De resulterende waarde kan zowel positief als negatief zijn. Een negatieve waarde betekent dat er netto inkomsten worden gegenereerd in plaats van kosten. Dit is de laatste formule van het model, daarna kunnen de resultaten worden geanalyseerd.

$$Kosten\ \ Bi\text{-}Di_{u,m,i,r}^{s,PV} = Kosten\ Afname_{u,m,i}^{s,PV} - Opbrengst_{u,m,r}^{s,PV} \quad (18)$$

Waarbij:

- $Kosten\ \ Bi\text{-}Di_{u,m,i,r}^{s,PV}$ = de netto kosten (of opbrengsten) van een huishouden met bidirectioneel laden in een bepaald uur

5 Effecten van bidirectioneel laden op netconsumptie en TCO

5.1 EFFECTEN DAGELIJKSE NETCONSUMPTIE EN KOSTEN

Nu het model is opgesteld, kunnen de resultaten worden berekend en geanalyseerd. Daarbij wordt in eerste instantie ingezoomd op de dagelijkse netconsumptie en de bijbehorende kosten, om inzicht te geven in hoe bidirectioneel laden op dagniveau invloed uitoefent op het energiegebruik en de kostenstructuur.

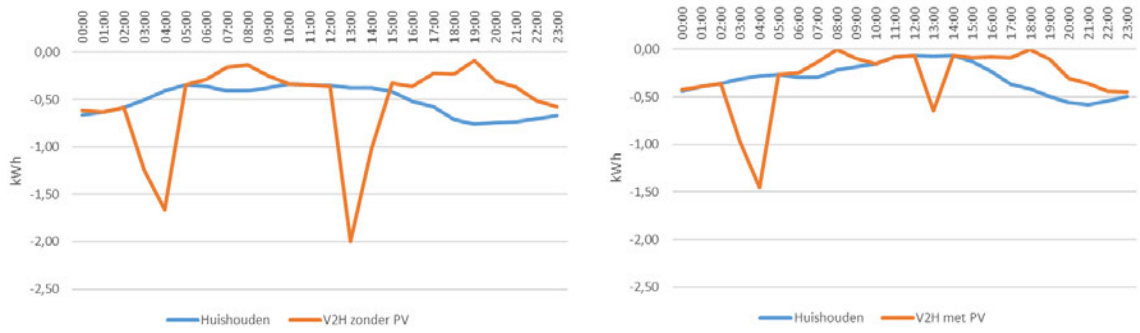
Vervolgens worden de resultaten verder uitgesplitst naar de verschillende bidirectionele laadstrategieën: V2H, V2G en V2H+G. Deze worden geanalyseerd op basis van de huidige elektriciteitsprijzen. De gepresenteerde resultaten zijn gebaseerd op een B-segment voertuig met een jaarlijks kilometrage van 10.000 km en twee thuiswerkdagen per week, deze auto heeft een verbruik van 4,1 kWh per dag die thuis wordt geladen.

5.1.1 Netconsumptie

Voor de netconsumptie van huishoudens en bidirectionele laadscenario's (V2H, V2G en V2H+G), zowel zonder als met PV, is een gemiddelde kalenderdag bepaald. Deze gemiddelde dag is berekend door eerst per maand een representatieve gemiddelde dag vast te stellen en deze vervolgens, gecorrigeerd voor het aantal dagen per maand, op te schalen naar een gemiddelde jaardag.

Voor de situatie zonder PV, weergegeven in Figuur 16, valt op dat de oorspronkelijke avond- en ochtendpieken van een huishouden zijn verschoven naar extremere pieken: een nachtpiek rond 04:00 uur en een middagpiek rond 13:00 uur. De middagpiek is hierbij het grootst. Op de momenten waarop normaal gesproken de gebruikelijke pieken optreden, is de netconsumptie juist het laagst, doordat op deze momenten wordt ontladen. Voor V2H met PV is een vergelijkbaar patroon zichtbaar. De middagpiek is hier echter kleiner, doordat gebruik kan worden gemaakt van het overschot aan zonne-energie. Hierdoor hoeft minder energie van het net te worden afgenomen, waardoor de nachtpiek uiteindelijk het hoogst is.

Figuur 16: Tijdsverdeling van de netconsumptie van het huishouden en V2H gedurende een gemiddelde dag, zonder (links) en met (rechts) PV

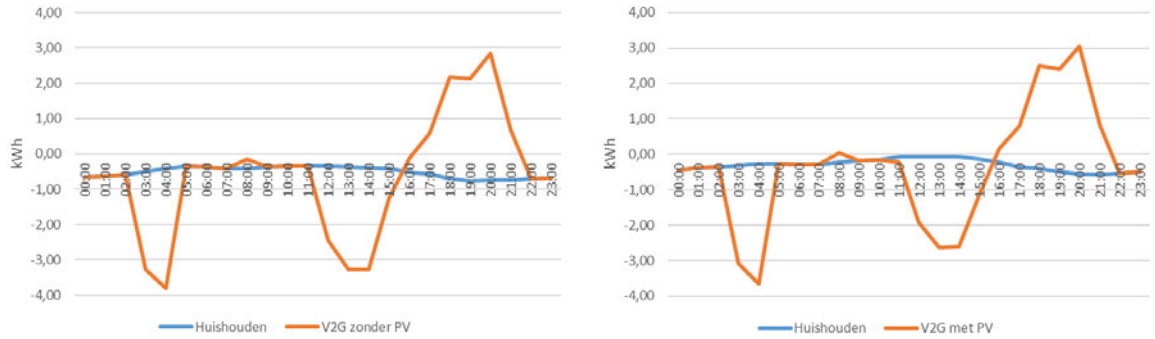


De netconsumptie gedurende een gemiddelde dag voor V2G, weergegeven in Figuur 17, verschilt sterk van die van V2H. Hierbij ontstaan namelijk positieve waarden, wat betekent dat energie aan het net wordt geleverd in plaats van afgenomen.

Opvallend is dat de nacht- en middagpieken groter zijn (meer kWh per uur) dan bij V2H en dat de middagpiek bovendien meer uitgespreid is. Dit komt doordat de goedkoopste middaguren per maand verschillen en dus niet altijd rond 13:00 uur liggen. In een gemiddelde jaardag worden deze verschillen uitgesmeerd. Verder is zichtbaar dat gemiddeld een kleine hoeveelheid energie wordt teruggeleverd rond 08:00 uur en dat vooral in de avonduren, tussen 17:00 en 21:00 uur, veel energie

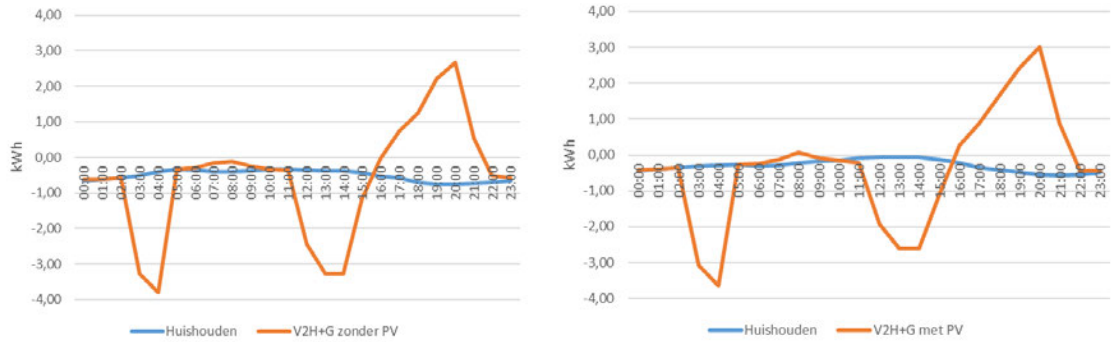
aan het net wordt geleverd. Dit zijn doorgaans de duurste uren van de dag, waardoor hier het meeste rendement kan worden behaald.

Figuur 17: Tijdsverdeling van de netconsumptie van het huishouden en V2G gedurende een gemiddelde dag, zonder (links) en met (rechts) PV



De netconsumptie gedurende een gemiddelde dag voor V2H+G, weergegeven in Figuur 18, vertoont een sterk vergelijkbaar patroon met dat van V2G. Dit is logisch, aangezien V2G een aanzienlijk grotere hoeveelheid energie verbruikt en daardoor het totale profiel domineert.

Figuur 18: Tijdsverdeling van de netconsumptie van het huishouden en V2H+G gedurende een gemiddelde dag, zonder (links) en met (rechts) PV



Uit Tabel 8 blijkt dat de gemiddelde dagelijkse netconsumptie in alle scenario's lager ligt wanneer gebruik wordt gemaakt van PV. Dit effect is zichtbaar in zowel het huishoudscenario als in de bidirectionele laadscenario's, doordat een deel van de elektriciteitsvraag direct kan worden ingevuld met lokaal opgewekte zonne-energie.

Voor V2H blijft de totale netconsumptie grotendeels vergelijkbaar met het huishoudscenario. Zonder PV is sprake van een beperkte toename in netconsumptie, terwijl de consumptie met PV nagenoeg gelijk blijft aan die van het referentiehuishouden. Dit wijst erop dat V2H slechts in beperkte mate extra netafname veroorzaakt, mede doordat de accu voornamelijk wordt ingezet om huishoudelijke vraag in de tijd te verschuiven.

Bij V2G en V2H+G neemt de totale netconsumptie daarentegen sterk toe ten opzichte van het huishoudscenario. Dit komt doordat de voertuigaccu actief wordt ingezet voor handel met het elektriciteitsnet, waardoor extra laad- en ontlaadcycli ontstaan. Vooral bij V2G leidt dit tot een substantiële stijging in de hoeveelheid elektriciteit die via het net wordt afgenomen. Hoewel een deel van deze energie later wordt teruggeleverd aan het net, resulteert het proces door laadverliezen en aanvullende energiestromen in een aanzienlijk hogere totale netconsumptie.

Opvallend is dat de procentuele toename in netconsumptie bij V2G en V2H+G in de situaties met PV aanzienlijk hoger uitvalt dan zonder PV, waarbij de relatieve stijgingen ongeveer tweemaal zo groot zijn. Dit komt voornamelijk doordat de uitgangssituatie met PV een lagere netconsumptie heeft. Hierdoor leidt een vergelijkbare absolute toename in elektriciteitsafname tot een relatief grotere procentuele stijging ten opzichte van het huishoudscenario.

Daarnaast valt op dat de verschillen tussen de scenario's voornamelijk worden veroorzaakt door veranderingen in de huishoudelijke netconsumptie, terwijl de elektriciteitsvraag voor het laden van de auto tussen de scenario's gelijk blijft. Het effect van PV vertaalt zich vooral in een afname van de huishoudelijke netvraag, waardoor de totale netconsumptie in alle scenario's lager uitvalt.

Tabel 8: Gemiddelde dagelijkse netconsumptie per scenario, zonder en met PV (kWh)

Scenario	Type Netconsumptie	Zonder PV (kWh)	Met PV (kWh)
Huishouden	Laden Auto	4,1	2,2
	Huis	8,2	5,1
	Totaal	**12,3**	**7,3**
V2H	Laden Auto	4,1	2,2
	Huis	8,9	5,1
	Totaal	**13,0 (+5,3%)**	**7,3 (-0,2%)**
V2G	Laden Auto	4,1	2,2
	Huis	21,6	18,3
	Totaal	**25,7 (+109,1%)**	**20,5 (+181,0%)**
V2H+G	Laden Auto	4,1	2,2
	Huis	19,5	17,0
	Totaal	**23,6 (+91,7%)**	**19,1 (+162,7%)**

5.1.2 Kosten per dag

De dagelijkse kosten van netconsumptie zijn bepaald op basis van de gemiddelde kalenderdag voor ieder scenario. Hierbij is rekening gehouden met dynamische elektriciteitsprijzen, waardoor niet alleen de hoeveelheid verbruikte elektriciteit maar ook het tijdstip van afname bepalend is voor de totale kosten.

Uit Figuur 19 blijkt dat de kostenontwikkeling voor V2H grotendeels overeenkomt met het patroon van de netconsumptie. Tegelijkertijd zijn de kostenpieken relatief kleiner dan bij het reguliere huishouden. Dit komt doordat energie op dure piekmomenten minder van het net wordt afgenomen en in plaats daarvan gebruik wordt gemaakt van energie uit de voertuigaccu. Hierdoor verschuift de elektriciteitsvraag naar goedkopere uren van de dag.

Figuur 19: Tijdsverdeling van de kosten van netconsumptie van het huishouden en V2H gedurende een gemiddelde dag, zonder (links) en met (rechts) PV

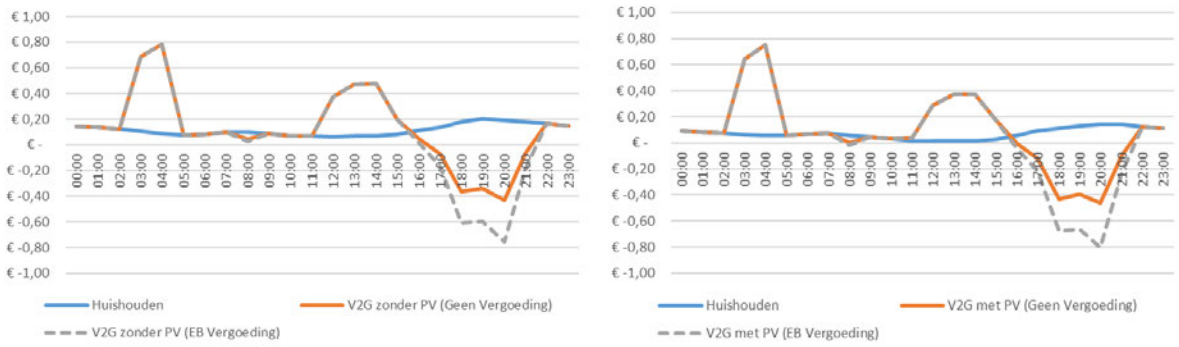


Voor V2G, weergegeven in Figuur 20, volgt de kostenstructuur ook het patroon van de energiestromen. Opvallend is dat perioden met negatieve kosten optreden, wat betekent dat opbrengsten worden

gegenereerd door elektriciteit terug te leveren aan het net. Hoewel de bruto netafname in V2G hoger ligt dan in het huishoudscenario, worden de extra kosten volledig gecompenseerd door inkomsten uit elektriciteitsverkoop tijdens uren met hoge marktprijzen.

Hiervoor zijn twee varianten beschouwd: een situatie met en zonder EB-vergoeding. Bij een EB-vergoeding hoeft over teruggeleverde elektriciteit geen EB te worden betaald. Hierdoor wordt voorkomen dat energiebelasting dubbel wordt geheven wanneer elektriciteit eerst wordt afgenomen om later opnieuw aan het net terug te leveren. De dubbele EB heeft alleen effect tijdens perioden van teruglevering, waarbij de opbrengsten met EB-vergoeding duidelijk hoger uitvallen.

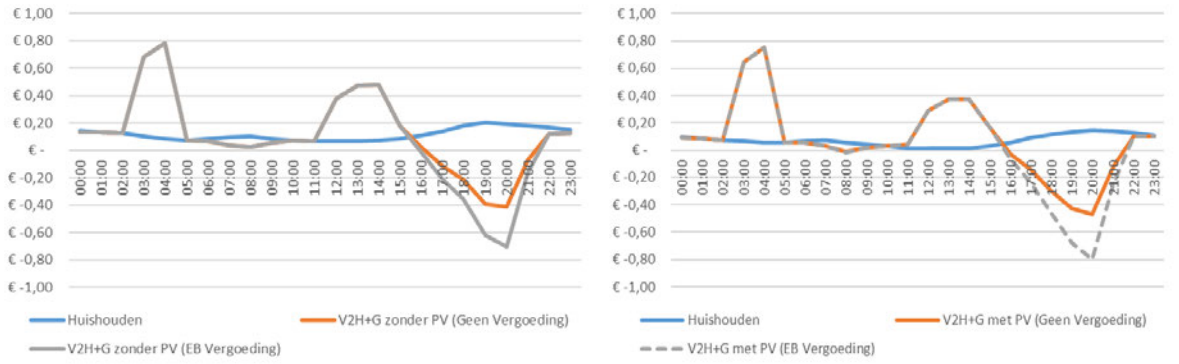
Figuur 20: Tijdsverdeling van de kosten van netconsumptie van het huishouden en V2G gedurende een gemiddelde dag met en zonder EB-vergoeding, zonder (links) en met (rechts) PV



De kostenstructuur van V2H+G, weergegeven in Figuur 21, lijkt erg op die van V2G. Dit is logisch, aangezien het terugleveren aan het net de grootste invloed heeft op het totale energieprofiel. Ook hier ontstaan perioden met negatieve kosten als gevolg van teruglevering aan het net en liggen de opbrengsten met EB-vergoeding duidelijk hoger dan zonder vergoeding.

De combinatie van V2H en V2G resulteert in een grotere kostenreductie dan V2H alleen. Net als bij V2G blijkt de aanwezigheid van een EB-vergoeding bepalend voor het financiële voordeel, waarbij de sterkste relatieve kostendalingen optreden in de scenario's met PV. Daarnaast is zichtbaar dat de effectieve elektriciteitsprijs per kWh in de V2G- en V2H+G-scenario's aanzienlijk lager ligt dan in het huishoudscenario, doordat elektriciteit hoofdzakelijk wordt afgenomen tijdens goedkopere uren en inkomsten worden gegenereerd uit teruglevering tijdens dure uren.

Figuur 21: Tijdsverdeling van de kosten van netconsumptie van het huishouden en V2H+G gedurende een gemiddelde dag met en zonder EB-vergoeding, zonder (links) en met (rechts) PV



Uit Tabel 9 blijkt dat de gemiddelde dagelijkse kosten in alle scenario's lager uitvallen wanneer gebruik wordt gemaakt van PV. Dit komt doordat een deel van de elektriciteitsvraag direct wordt ingevuld met lokaal opgewekte zonne-energie, waardoor minder elektriciteit van het net hoeft te worden afgenomen tijdens uren met hogere prijzen.

Voor V2H zijn de kosten lager dan in het huishoudscenario. Dit effect is ook zichtbaar in de lagere effectieve elektriciteitsprijs per kWh ten opzichte van het huishoudscenario. Bij V2G en V2H+G zijn de kostenreducties groter, ondanks dat deze scenario's een aanzienlijk hogere netconsumptie kennen. Dit wordt verklaard doordat elektriciteit wordt afgenomen tijdens goedkope uren en (gedeeltelijk) wordt teruggeleverd tijdens uren met hogere prijzen. De effectieve elektriciteitsprijs daalt hier per kWh sterk ten opzichte van het huishoudscenario.

Daarnaast blijkt de invloed van de EB-vergoeding aanzienlijk. Zonder EB-vergoeding blijven de kostenreducties in V2G en V2H+G beperkt, terwijl met vergoeding een grotere daling in dagelijkse kosten optreedt. Dit effect is sterker zichtbaar in de scenario's met PV, waar de procentuele kostendalingen groter zijn. De combinatie van lokaal opgewekte zonne-energie, slim laden en ontladen en een EB-vergoeding leidt daarmee tot de laagste dagelijkse kosten.

Tabel 9: Gemiddelde dagelijkse kosten per scenario, zonder en met PV (€, excl. btw)

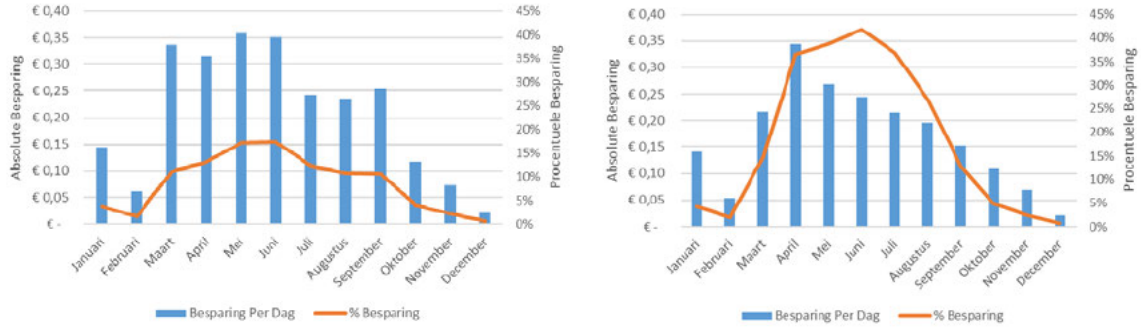
Scenario	Kosten	Zonder PV		Met PV	
		€/dag	€/kWh	€/dag	€/kWh
Huishouden	Totale Kosten	€ 2,78	€ 0,23	€ 1,70	€ 0,23
V2H	Totale Kosten	€ 2,57 (-7,5%)	€ 0,20	€ 1,53 (-10,0%)	€ 0,21
V2G	Zonder EB-vergoeding	€ 2,70 (-2,9%)	€ 0,11	€ 1,58 (-7,1%)	€ 0,08
	Met EB-vergoeding	€ 1,92 (-30,9%)	€ 0,7	€ 0,77 (-54,8%)	€ 0,04
V2H+G	Zonder EB-vergoeding	€ 2,53 (-8,9%)	€ 0,11	€ 1,47 (-13,7%)	€ 0,08
	Met EB-vergoeding	€ 1,94 (-30,1%)	€ 0,08	€ 0,77 (-54,8%)	€ 0,04

5.1.3 Besparing per maand

Uit Figuur 22 blijkt dat de gemiddelde dagelijkse besparing per maand voor V2H varieert gedurende het jaar. Opvallend is dat de besparingen in de zomermaanden zowel absoluut als procentueel hoger liggen dan in de wintermaanden. Daarnaast zijn de besparingen in de wintermaanden voor de situaties zonder en met PV vrijwel gelijk. Dit komt doordat het overschot aan zonnestroom in de winter beperkt is, waardoor PV slechts in geringe mate bijdraagt aan extra kostenreductie.

In de zomermaanden liggen de absolute besparingen in de situatie met PV lager dan zonder PV, omdat de energiekosten van een huishouden met PV dan al lager zijn. Procentueel zijn de besparingen juist hoger, doordat dezelfde of een iets lagere absolute besparing wordt afgezet tegen lagere totale energiekosten van het referentiehuishouden.

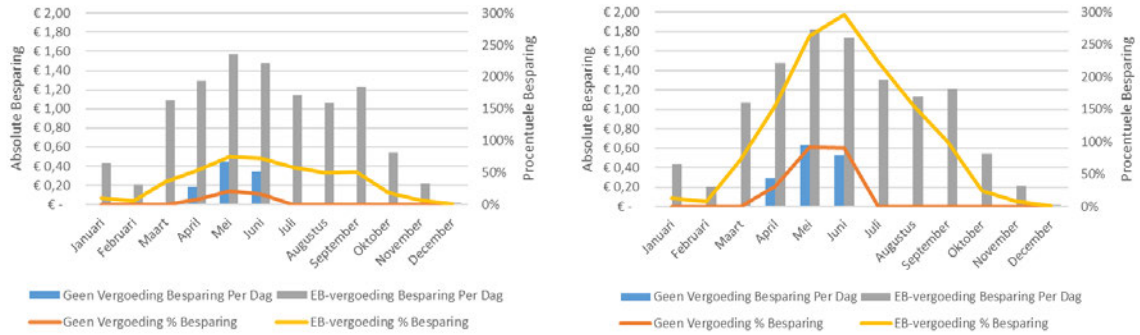
Figuur 22: Absolute en procentuele besparing op de kosten van netconsumptie door V2H ten opzichte van het huishouden gedurende een gemiddelde dag voor iedere maand, zonder PV (links) en met PV (rechts)



De gemiddelde dagelijkse besparingen per maand voor V2G, weergegeven in Figuur 23, laten een vergelijkbaar seizoenspatroon zien. De aanwezigheid van een EB-vergoeding is sterk bepalend voor de financiële aantrekkelijkheid van V2G. Zonder EB-vergoeding treedt slechts in een beperkt aantal maanden een besparing op, terwijl met vergoeding de besparingen een stuk hoger uitvallen.

Daarnaast is zichtbaar dat zowel de absolute als de procentuele besparingen hoger liggen in de situatie met PV dan zonder PV. In de zomermaanden loopt de procentuele besparing met EB-vergoeding in sommige gevallen zelfs op tot boven de 100%. Dit betekent dat niet alleen de energiekosten volledig worden gecompenseerd, maar dat er netto-inkomsten worden gegenereerd doordat de opbrengsten uit teruglevering hoger zijn dan de kosten voor elektriciteitsafname.

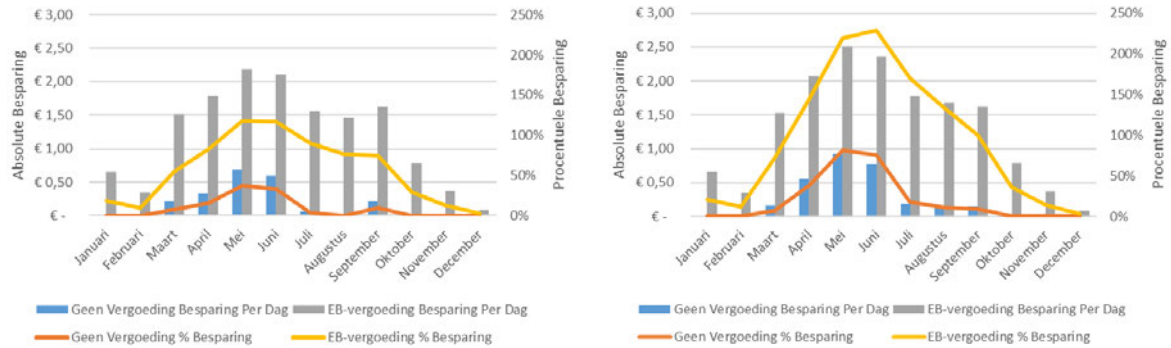
Figuur 23: Absolute en procentuele besparing op de kosten van netconsumptie door V2G ten opzichte van het huishouden gedurende een gemiddelde dag voor iedere maand met en zonder EB-vergoeding, zonder PV (links) en met PV (rechts)



De gemiddelde dagelijkse besparingen per maand voor V2H+G, weergegeven in Figuur 24 vertonen een vergelijkbaar patroon met dat van V2G. Zonder EB-vergoeding treedt in meerdere maanden een besparing op dan bij V2G en liggen de besparingen bovendien hoger. Dit komt doordat naast teruglevering aan het net ook directe besparing op huishoudelijk elektriciteitsgebruik plaatsvindt via V2H.

Tegelijkertijd zijn de besparingen met EB-vergoeding lager dan bij V2G. Dit komt doordat in V2H+G minder energie aan het net wordt teruggeleverd. In een situatie met EB-vergoeding blijkt teruglevering financieel aantrekkelijker dan het compenseren van eigen elektriciteitsgebruik, waardoor een scenario met sterkere nadruk op V2G hogere opbrengsten genereert. Daarnaast geldt ook hier dat zowel de absolute als de procentuele besparingen hoger liggen in de situatie met PV dan zonder PV, waarbij de zomermaanden de grootste financiële voordelen laten zien.

Figuur 24: Absolute en procentuele besparing op de kosten van netconsumptie door V2H+G ten opzichte van het huishouden gedurende een gemiddelde dag voor iedere maand met en zonder EB-vergoeding, zonder PV (links) en met PV (rechts)



5.2 EFFECTEN JAARLIJKSE NETCONSUMPTIE EN KOSTEN

In deze sectie worden eerst de hoofdresultaten gepresenteerd van de jaarlijkse effecten van bidirectioneel laden op de hoeveelheid energie die via V2G aan het net wordt teruggeleverd en via V2H aan het huishouden wordt geleverd, en vervolgens op de kosten. De laad- en ontlaadmomenten verschillen per elektriciteitsprijsscenario, maar de jaarlijkse effecten op de netconsumptie verschillen slechts beperkt tussen de twee verschillende elektriciteitsprijsscenario's. Hier worden daarom de V2G-teruglevering en V2H-levering gepresenteerd die ontstaan bij de elektriciteitsprijzen met het huidige nettarievenstelsel (prijsscenario's 1 en 2).

De effecten zijn voor de hoofdscenario's in kaart gebracht voor voertuigen uit de B-, C- en D-segmenten, gecombineerd met 0, 1 en 2 thuiswerkdagen per week en een jaarlijks kilometrage van 10.000, 15.000 en 20.000 kilometer.

Tabel 10 laat zien dat zowel de batterijcapaciteit als het verbruik en het ontlaadvermogen toenemen naarmate het voertuigsegment groter wordt. Voor de analyse is per segment een representatief voertuig geselecteerd: de Peugeot e-208 voor het B-segment, de Cupra Born voor het C-segment en de Volvo EX60 voor het D-segment (EV Database, z.d.). Dit betekent dat D-segment voertuigen over een grotere energetische flexibiliteit beschikken, maar tegelijkertijd ook een hoger energieverbruik per kilometer hebben. B-segment voertuigen kenmerken zich juist door een kleinere batterijcapaciteit en lager ontlaadvermogen, waardoor de mogelijkheden voor bidirectioneel laden beperkter zijn.

Tabel 10: Voertuigkenmerken per segment voor analyse van bidirectioneel laden

Kenmerk auto	Eenheid	B-segment (vb. Peugeot e-208)	C-segment (vb. Cupra Born)	D-segment (vb. Volvo EX60)
Batterij	kWh	54	79	91
Verbruik	Wh / km	152	168	186
Gemiddeld ontlaadvermogen	kWh / dag	13,7	20,5	23,3

5.2.1 Effecten op jaarlijkse energielevering via V2H en V2G

Uit Figuur 25 blijkt dat de jaarlijkse V2H-levering toeneemt naarmate het jaarkilometrage en het voertuigsegment groter worden. Dit is logisch, aangezien grotere voertuigen beschikken over een grotere batterijcapaciteit en daarmee meer flexibiliteit bieden voor energielevering aan het huishouden. Daarnaast blijkt dat de aanwezigheid van PV leidt tot lagere V2H-leveringen in alle scenario's. Dit komt doordat een deel van de huishoudelijke elektriciteitsvraag al wordt ingevuld door lokaal opgewekte zonne-energie, waardoor minder energie vanuit het voertuig aan het huishouden hoeft te worden geleverd.

Verder valt op dat het aantal thuiswerkdagen slechts een beperkte invloed heeft op de jaarlijkse V2H-levering, met name in de V2H- en V2H+G-scenario's. In het V2G-scenario liggen de V2H-leveringen structureel lager, doordat een groter deel van de beschikbare batterijcapaciteit wordt ingezet voor teruglevering aan het elektriciteitsnet in plaats van voor huishoudelijk gebruik. Opvallend is dat de V2H+G-scenario's vrijwel identieke V2H-leveringen laten zien als de afzonderlijke V2H-scenario's, wat erop wijst dat de toevoeging van V2G niet ten koste gaat van de hoeveelheid energie die aan het huishouden wordt geleverd.

Figuur 25: Jaarlijkse energielevering aan het huishouden via V2H per scenario, voertuigsegment en gebruiksprofiel (MWh)

V2H-levering (MWh)			B			C			D		
PV	Scenario	Kilometrage	0	1	2	0	1	2	0	1	2
Nee	V2H	10.000	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		15.000	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6
		20.000	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8
Nee	V2G	10.000	0,6	0,5	0,5	0,8	0,8	0,7	1,0	0,9	0,9
		15.000	0,7	0,6	0,6	0,9	0,8	0,8	1,1	1,0	1,0
		20.000	0,7	0,7	0,7	1,0	0,9	0,8	1,2	1,2	1,1
Nee	V2H+G	10.000	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
		15.000	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6
		20.000	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8
Ja	V2H	10.000	1,0	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9	1,1	1,0	0,9
		15.000	1,2	1,1	1,0	1,2	1,1	1,0	1,3	1,2	1,1
		20.000	1,3	1,2	1,1	1,4	1,3	1,2	1,5	1,4	1,3
Ja	V2G	10.000	0,5	0,4	0,4	0,7	0,6	0,5	0,8	0,7	0,6
		15.000	0,6	0,5	0,4	0,8	0,7	0,6	0,9	0,8	0,7
		20.000	0,6	0,5	0,5	0,9	0,8	0,7	1,1	0,9	0,8
Ja	V2H+G	10.000	1,0	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9	1,1	1,0	0,9
		15.000	1,2	1,1	1,0	1,2	1,1	1,0	1,3	1,2	1,1
		20.000	1,3	1,2	1,1	1,4	1,3	1,2	1,5	1,4	1,3

Uit Figuur 26 blijkt dat de jaarlijkse V2G-teruglevering toeneemt naarmate het voertuigsegment groter wordt. Dit komt doordat grotere voertuigen beschikken over een grotere batterijcapaciteit en daarmee meer flexibiliteit bieden voor teruglevering aan het elektriciteitsnet. Opvallend is dat de hoeveelheid teruggeleverde energie weinig verandert met het jaarkilometrage, waarbij hogere kilometrages leiden tot een lichte afname in teruglevering. Dit hangt samen met de hogere energiebehoefte voor het rijden van kilometers, waardoor minder batterijcapaciteit beschikbaar blijft voor netteruglevering.

Daarnaast blijkt dat de aanwezigheid van PV slechts een beperkte invloed heeft op de jaarlijkse V2G-teruglevering, al liggen de waarden in de meeste gevallen iets hoger dan zonder PV. Ook het aantal thuiswerkdagen heeft slechts een beperkte invloed, waarbij één of twee thuiswerkdagen doorgaans resulteren in een kleine toename van de teruggeleverde energie doordat het voertuig vaker beschikbaar is voor slim laden en ontladen. Verder liggen de terugleveringen in de V2H+G-scenario's lager dan in de afzonderlijke V2G-scenario's, doordat een deel van de beschikbare batterijcapaciteit wordt ingezet voor energielevering aan het huishouden in plaats van voor teruglevering aan het net.

Figuur 26: Jaarlijkse V2G-teruglevering aan het elektriciteitsnet per scenario, voertuigsegment en gebruiksprofiel (MWh)

V2G-teruglevering (MWh)			B			C			D		
PV	Scenario	Kilometrage	0	1	2	0	1	2	0	1	2
Nee	V2G	10.000	4,0	4,1	4,1	6,1	6,1	6,2	6,9	6,9	7,0
		15.000	3,9	4,0	4,0	6,0	6,1	6,1	6,7	6,8	6,8
		20.000	3,9	3,9	3,9	5,9	6,0	6,1	6,6	6,7	6,7
Nee	V2H+G	10.000	3,3	3,3	3,3	5,5	5,5	5,5	6,4	6,4	6,4
		15.000	3,1	3,1	3,1	5,4	5,4	5,4	6,2	6,2	6,2
		20.000	3,0	3,0	3,0	5,2	5,2	5,2	6,0	6,0	6,0
Ja	V2G	10.000	4,1	4,2	4,2	6,2	6,3	6,4	7,0	7,1	7,2
		15.000	4,0	4,1	4,2	6,1	6,2	6,3	6,9	7,0	7,1
		20.000	4,0	4,1	4,1	6,0	6,1	6,2	6,8	6,9	7,0
Ja	V2H+G	10.000	3,6	3,7	3,7	5,9	6,0	6,0	6,7	6,8	6,9
		15.000	3,4	3,5	3,6	5,7	5,8	5,9	6,5	6,6	6,7
		20.000	3,3	3,4	3,5	5,5	5,6	5,7	6,3	6,4	6,5

Uit Figuur 27 blijkt dat het eigen gebruik van PV-opwekking toeneemt naarmate het aantal thuiswerkdagen stijgt. Dit komt doordat de auto dan vaker thuis gestekkerd staat, waardoor een groter

deel van de lokaal opgewekte zonne-energie direct kan worden benut. Hierdoor neemt tegelijkertijd het overschot aan PV-opwekking af.

Opvallend is dat bidirectioneel laden slechts een beperkte invloed heeft op de benutting van PV. Bij nul en één thuiswerkdag zijn de verschillen tussen het reguliere huishouden en bidirectioneel laden verwaarloosbaar. Pas bij twee thuiswerkdagen ontstaat een lichte toename in eigen gebruik en een afname van het overschot. Dit komt doordat in de beschouwde situatie al een groot deel van het PV-overschot direct wordt benut voor het laden van de elektrische auto, waardoor relatief weinig overtollige zonne-energie beschikbaar blijft om via bidirectioneel laden extra te benutten. Het aanvullende effect van V2H of V2G op de PV-benutting blijft daardoor beperkt.

Over het algemeen stijgt het aandeel eigen gebruik van PV-opwekking van ongeveer 43% bij nul thuiswerkdagen naar bijna 60% bij twee thuiswerkdagen, wat laat zien dat thuiswerkgedrag een grotere invloed heeft op PV-benutting dan bidirectioneel laden zelf.

Figuur 27: Effect van bidirectioneel laden op PV-benutting per aantal thuiswerkdagen

PV Benutting		Eigen Gebruik (MWh)	Overschot (MWh)	Eigen Gebruik (%)
0	Huishouden	1,5	2,0	43%
	Bi-directioneel Laden	1,5	2,0	43%
1	Huishouden	1,8	1,7	51%
	Bi-directioneel Laden	1,8	1,7	51%
2	Huishouden	2,0	1,5	57%
	Bi-directioneel Laden	2,1	1,4	59%

5.2.2 Effecten jaarlijkse kosten

Vervolgens zijn de jaarlijkse besparingen en de TCO-reductie geanalyseerd. Dit gebeurt voor zes verschillende scenario's, namelijk: huidige elektriciteitsprijzen zonder vergoeding ter compensatie van de dubbele EB (scenario 1) en met EB-vergoeding (scenario 2), en nieuwe netbeheertarieven zonder EB-vergoeding (scenario 3), met EB-vergoeding (scenario 4), met netbeheerderstariefvergoeding (scenario 5) en met EB-vergoeding & netbeheerderstariefvergoeding gecombineerd (scenario 6).

In Figuur 28 wordt de jaarlijkse kostenbesparing weergegeven per scenario bij de huidige elektriciteitsprijzen zonder EB-vergoeding. Indien er in de figuur geen waarde staat, betekent dit dat er voor dat specifieke combinatie van scenario, kilometrage, thuiswerkdagen en voertuigsegment geen kostenbesparing optreedt ten opzichte van het referentiehuishouden.

Onder het scenario met huidige elektriciteitsprijzen en zonder vergoedingen laten de resultaten duidelijke verschillen zien tussen laadstrategieën, voertuigsegmenten en gebruiksprofielen. V2H levert in alle gevallen een stabiele besparing op, waarbij de besparing toeneemt met het voertuigsegment, jaarkilometrage en aantal thuiswerkdagen. V2G resulteert zonder vergoeding in beperkte besparingen, die sterk afhankelijk zijn van voertuigbeschikbaarheid en in sommige gevallen nihil zijn. V2H+G realiseert in vrijwel alle gevallen de hoogste jaarlijkse besparing, doordat zowel besparing op huishoudelijk verbruik als inkomsten uit slim laden en ontladen worden gecombineerd. Daarnaast liggen de besparingen in de situatie met PV over het algemeen lager in absolute termen, doordat de referentiekosten van een huishouden met PV al lager zijn.

Figuur 28: Jaarlijkse kostenbesparing per scenario bij prijsscenario 1 (huidig zonder EB-vergoeding)

Huidige Elektriciteitsprijzen & Geen Vergoeding												
Besparing			B			C			D			
PV	Scenario	Kilometrage	0	1	2	0	1	2	0	1	2	
Nee	V2H	10.000	€ 75	€ 76	€ 77	€ 77	€ 79	€ 79	€ 80	€ 81	€ 82	
		15.000	€ 85	€ 87	€ 88	€ 89	€ 91	€ 92	€ 92	€ 95	€ 96	
		20.000	€ 95	€ 98	€ 99	€ 100	€ 103	€ 104	€ 104	€ 108	€ 109	
Nee	V2G	10.000	€ 9	€ 23	€ 30	€ -	€ 15	€ 26	€ -	€ 13	€ 25	
		15.000	€ 10	€ 25	€ 32	€ -	€ 17	€ 28	€ -	€ 15	€ 28	
		20.000	€ 10	€ 27	€ 34	€ -	€ 18	€ 30	€ -	€ 17	€ 31	
Nee	V2H+G	10.000	€ 131	€ 141	€ 145	€ 134	€ 139	€ 148	€ 137	€ 139	€ 150	
		15.000	€ 144	€ 154	€ 158	€ 148	€ 152	€ 162	€ 152	€ 155	€ 165	
		20.000	€ 156	€ 166	€ 171	€ 161	€ 166	€ 176	€ 166	€ 171	€ 180	
Ja	V2H	10.000	€ 50	€ 44	€ 62	€ 52	€ 45	€ 58	€ 55	€ 47	€ 54	
		15.000	€ 61	€ 54	€ 46	€ 64	€ 57	€ 49	€ 68	€ 61	€ 53	
		20.000	€ 71	€ 65	€ 57	€ 76	€ 70	€ 62	€ 81	€ 75	€ 67	
Ja	V2G	10.000	€ 1	€ 16	€ 44	€ -	€ 6	€ 33	€ -	€ 1	€ 25	
		15.000	€ 2	€ 15	€ 21	€ -	€ 8	€ 17	€ -	€ 2	€ 16	
		20.000	€ 2	€ 17	€ 23	€ -	€ 8	€ 18	€ -	€ 3	€ 19	
Ja	V2H+G	10.000	€ 50	€ 54	€ 85	€ 52	€ 46	€ 76	€ 55	€ 47	€ 65	
		15.000	€ 61	€ 62	€ 60	€ 64	€ 58	€ 61	€ 68	€ 61	€ 61	
		20.000	€ 71	€ 73	€ 70	€ 76	€ 70	€ 73	€ 81	€ 75	€ 75	

In Figuur 29 wordt de jaarlijkse kostenbesparing weergegeven per scenario bij de huidige elektriciteitsprijzen met EB-vergoeding. De besparingen voor V2H blijven gelijk aan die in het scenario zonder EB-vergoeding, aangezien hierbij geen teruglevering aan het net plaatsvindt. Voor V2G en V2H+G vallen de besparingen aanzienlijk hoger uit dan zonder vergoeding, wat de grote invloed van de EB-vergoeding op de financiële aantrekkelijkheid van bidirectioneel laden benadrukt. De besparingen nemen toe naarmate het voertuigsegment groter is en het aantal thuiswerkdagen stijgt, terwijl het jaarkilometrage slechts een beperkte invloed heeft. Opvallend is dat de besparingen van V2G en V2H+G in de meeste gevallen dicht bij elkaar liggen, wat erop wijst dat onder een EB-vergoedingsstructuur de economische voordelen voornamelijk worden bepaald door teruglevering aan het net.

Figuur 29: Jaarlijkse kostenbesparing per scenario bij prijsscenario 2 (huidig met EB-vergoeding)

Huidige Elektriciteitsprijzen & EB-vergoeding												
Besparing			B			C			D			
PV	Scenario	Kilometrage	0	1	2	0	1	2	0	1	2	
Nee	V2H	10.000	€ 75	€ 76	€ 77	€ 77	€ 79	€ 79	€ 80	€ 81	€ 82	
		15.000	€ 85	€ 87	€ 88	€ 89	€ 91	€ 92	€ 92	€ 95	€ 96	
		20.000	€ 95	€ 98	€ 99	€ 100	€ 103	€ 104	€ 104	€ 108	€ 109	
Nee	V2G	10.000	€ 257	€ 299	€ 314	€ 287	€ 391	€ 427	€ 287	€ 409	€ 458	
		15.000	€ 255	€ 299	€ 314	€ 284	€ 390	€ 427	€ 283	€ 407	€ 458	
		20.000	€ 253	€ 299	€ 314	€ 281	€ 389	€ 427	€ 280	€ 405	€ 458	
Nee	V2H+G	10.000	€ 249	€ 292	€ 306	€ 280	€ 384	€ 419	€ 286	€ 408	€ 457	
		15.000	€ 246	€ 290	€ 305	€ 275	€ 382	€ 418	€ 281	€ 404	€ 456	
		20.000	€ 242	€ 289	€ 304	€ 270	€ 379	€ 416	€ 276	€ 401	€ 455	
Ja	V2H	10.000	€ 50	€ 44	€ 62	€ 52	€ 45	€ 58	€ 55	€ 47	€ 54	
		15.000	€ 61	€ 54	€ 46	€ 64	€ 57	€ 49	€ 68	€ 61	€ 53	
		20.000	€ 71	€ 65	€ 57	€ 76	€ 70	€ 62	€ 81	€ 75	€ 67	
Ja	V2G	10.000	€ 242	€ 294	€ 340	€ 268	€ 374	€ 441	€ 267	€ 384	€ 459	
		15.000	€ 240	€ 292	€ 309	€ 264	€ 373	€ 416	€ 263	€ 382	€ 444	
		20.000	€ 238	€ 292	€ 309	€ 261	€ 371	€ 415	€ 260	€ 379	€ 444	
Ja	V2H+G	10.000	€ 243	€ 295	€ 340	€ 269	€ 375	€ 441	€ 268	€ 386	€ 460	
		15.000	€ 241	€ 293	€ 309	€ 265	€ 374	€ 417	€ 265	€ 383	€ 445	
		20.000	€ 238	€ 293	€ 309	€ 262	€ 372	€ 417	€ 261	€ 381	€ 445	

Om de TCO-reductie te berekenen zijn de maandelijkse TCO-bedragen (Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat, 2025) voor de B-, C- en D-segmenten gehanteerd van respectievelijk €650, €820 en €960. Deze zijn omgerekend naar jaarbedragen van €7.800, €9.840 en €11.520. Op basis hiervan kan de jaarlijkse besparing worden vertaald naar een relatieve TCO-reductie, zoals weergegeven in Figuur 30.

De TCO-reducties volgen grotendeels dezelfde trends voor thuiswerkdagen, kilometrages en scenario's als de jaarlijkse kostenbesparingen. Zo nemen de reducties over het algemeen toe bij hogere kilometrages en meer thuiswerkdagen, terwijl V2H+G in vrijwel alle gevallen de grootste reductie realiseert en V2G zonder vergoeding slechts een beperkte bijdrage levert. Het segmenteffect wijkt echter af van de absolute besparingen: de relatieve TCO-reductie is het grootst in het B-segment en neemt af richting het D-segment. Dit komt doordat de TCO-kosten van grotere voertuigen hoger liggen, waardoor vergelijkbare absolute besparingen relatief minder effect hebben op de totale kosten. Daarnaast is de spreiding in TCO-reductie relatief beperkt: de meeste waarden liggen rond de 1%, met een maximale reductie van ongeveer 2,2%.

Figuur 30: TCO-reductie per scenario bij prijsscenario 1 (huidig zonder EB-vergoeding)

Huidige Elektriciteitsprijzen & Geen Vergoeding										
TCO-reductie (%)			B			C			D		
PV	Scenario	Kilometrage	0	1	2	0	1	2	0	1	2
Nee	V2H	10.000	1,0%	1,0%	1,0%	0,8%	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%
		15.000	1,1%	1,1%	1,1%	0,9%	0,9%	0,9%	0,8%	0,8%	0,8%
		20.000	1,2%	1,3%	1,3%	1,0%	1,0%	1,1%	0,9%	0,9%	0,9%
Nee	V2G	10.000	0,1%	0,3%	0,4%	-	0,2%	0,3%	-	0,1%	0,2%
		15.000	0,1%	0,3%	0,4%	-	0,2%	0,3%	-	0,1%	0,2%
		20.000	0,1%	0,3%	0,4%	-	0,2%	0,3%	-	0,1%	0,3%
Nee	V2H+G	10.000	1,7%	1,8%	1,9%	1,4%	1,4%	1,5%	1,2%	1,2%	1,3%
		15.000	1,8%	2,0%	2,0%	1,5%	1,5%	1,6%	1,3%	1,3%	1,4%
		20.000	2,0%	2,1%	2,2%	1,6%	1,7%	1,8%	1,4%	1,5%	1,6%
Ja	V2H	10.000	0,6%	0,6%	0,8%	0,5%	0,5%	0,6%	0,5%	0,4%	0,5%
		15.000	0,8%	0,7%	0,6%	0,7%	0,6%	0,5%	0,6%	0,5%	0,5%
		20.000	0,9%	0,8%	0,7%	0,8%	0,7%	0,6%	0,7%	0,7%	0,6%
Ja	V2G	10.000	0,0%	0,2%	0,6%	-	0,1%	0,3%	-	0,0%	0,2%
		15.000	0,0%	0,2%	0,3%	-	0,1%	0,2%	-	0,0%	0,1%
		20.000	0,0%	0,2%	0,3%	-	0,1%	0,2%	-	0,0%	0,2%
Ja	V2H+G	10.000	0,6%	0,7%	1,1%	0,5%	0,5%	0,8%	0,5%	0,4%	0,6%
		15.000	0,8%	0,8%	0,8%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%
		20.000	0,9%	0,9%	0,9%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,6%

De TCO-reducties voor de huidige elektriciteitsprijzen met EB-vergoeding, weergegeven in Figuur 31, volgen grotendeels dezelfde trends als de jaarlijkse kostenbesparingen. De reductie is het grootst in het B-segment en neemt af richting het D-segment, doordat de totale eigendomskosten van grotere voertuigen hoger liggen. Daarnaast liggen de TCO-reducties duidelijk hoger dan in het scenario zonder vergoeding, wat de grote invloed van de EB-vergoeding op de financiële aantrekkelijkheid van bidirectioneel laden benadrukt. Vooral V2G en V2H+G realiseren substantiële reducties, terwijl V2H beperkt blijft. Verder neemt de TCO-reductie toe naarmate het aantal thuiswerkdagen stijgt, terwijl het effect van jaarkilometrage relatief beperkt blijft. De meeste reducties liggen tussen de 3% en 4,5%, met een maximum van ongeveer 4,5%.

Figuur 31: TCO-reductie per scenario bij prijsscenario 2 (huidig met EB-vergoeding)

Huidige Elektriciteitsprijzen & EB-vergoeding										
TCO-reductie (%)			B			C			D		
PV	Scenario	Kilometrage	0	1	2	0	1	2	0	1	2
Nee	V2H	10.000	1,0%	1,0%	1,0%	0,8%	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%
		15.000	1,1%	1,1%	1,1%	0,9%	0,9%	0,9%	0,8%	0,8%	0,8%
		20.000	1,2%	1,3%	1,3%	1,0%	1,0%	1,1%	0,9%	0,9%	0,9%
Nee	V2G	10.000	3,3%	3,8%	4,0%	2,9%	4,0%	4,3%	2,5%	3,5%	4,0%
		15.000	3,3%	3,8%	4,0%	2,9%	4,0%	4,3%	2,5%	3,5%	4,0%
		20.000	3,2%	3,8%	4,0%	2,9%	4,0%	4,3%	2,4%	3,5%	4,0%
Nee	V2H+G	10.000	3,2%	3,7%	3,9%	2,8%	3,9%	4,3%	2,5%	3,5%	4,0%
		15.000	3,1%	3,7%	3,9%	2,8%	3,9%	4,2%	2,4%	3,5%	4,0%
		20.000	3,1%	3,7%	3,9%	2,7%	3,9%	4,2%	2,4%	3,5%	3,9%
Ja	V2H	10.000	0,6%	0,6%	0,8%	0,5%	0,5%	0,6%	0,5%	0,4%	0,5%
		15.000	0,8%	0,7%	0,6%	0,7%	0,6%	0,5%	0,6%	0,5%	0,5%
		20.000	0,9%	0,8%	0,7%	0,8%	0,7%	0,6%	0,7%	0,7%	0,6%
Ja	V2G	10.000	3,1%	3,8%	4,4%	2,7%	3,8%	4,5%	2,3%	3,3%	4,0%
		15.000	3,1%	3,7%	4,0%	2,7%	3,8%	4,2%	2,3%	3,3%	3,9%
		20.000	3,0%	3,7%	4,0%	2,7%	3,8%	4,2%	2,3%	3,3%	3,9%
Ja	V2H+G	10.000	3,1%	3,8%	4,4%	2,7%	3,8%	4,5%	2,3%	3,3%	4,0%
		15.000	3,1%	3,8%	4,0%	2,7%	3,8%	4,2%	2,3%	3,3%	3,9%
		20.000	3,1%	3,8%	4,0%	2,7%	3,8%	4,2%	2,3%	3,3%	3,9%

In Figuur 32 worden de jaarlijkse besparingen weergegeven bij nieuwe elektriciteitsprijzen zonder vergoedingen. Hieruit blijkt dat V2H in alle gevallen een consistente besparing oplevert, waarbij de besparing toeneemt naarmate het jaarkilometrage en het voertuigsegment groter worden. Daarnaast heeft het aantal thuiswerkdagen slechts een beperkte invloed. Vergeleken met de huidige elektriciteitsprijzen liggen de besparingen aanzienlijk hoger, wat samenhangt met de hogere elektriciteitsprijzen en daarmee een groter financieel voordeel van slim laden en ontladen. Voor V2G worden in dit scenario slechts beperkte besparingen gerealiseerd, die bovendien sterk afhankelijk zijn van thuiswerkdagen en in sommige gevallen vrijwel nihil zijn. V2H+G laat daarentegen in vrijwel alle gevallen een besparing zien die sterk vergelijkbaar is met die van V2H, doordat de bijdrage van V2G zonder vergoeding beperkt blijft.

Opvallend is verder dat de scenario's zonder PV over het algemeen hogere besparingen laten zien dan de scenario's met PV. Dit komt doordat elektriciteit in dit scenario relatief duur is, waardoor het vervangen van netafname door slim energiegebruik een groter financieel voordeel oplevert. Bij huishoudens met PV zijn de referentiekosten reeds lager, waardoor de aanvullende besparing door bidirectioneel laden beperkter uitvalt.

Figuur 32: Jaarlijkse kostenbesparing per scenario bij prijsscenario 3 (toekomst zonder EB- en netcongestievergoedingen)

Nieuwe Elektriciteitsprijzen & Geen Vergoeding												
Besparing			B			C			D			
PV	Scenario	Kilometrage	0	1	2	0	1	2	0	1	2	
Nee	V2H	10.000	€ 267	€ 269	€ 270	€ 277	€ 279	€ 280	€ 289	€ 291	€ 292	
		15.000	€ 315	€ 318	€ 319	€ 329	€ 333	€ 334	€ 346	€ 351	€ 351	
		20.000	€ 361	€ 366	€ 367	€ 380	€ 387	€ 388	€ 401	€ 409	€ 411	
Nee	V2G	10.000	€ 9	€ 38	€ 48	€ -	€ 20	€ 32	€ -	€ 17	€ 41	
		15.000	€ 11	€ 48	€ 58	€ -	€ 24	€ 38	€ -	€ 23	€ 53	
		20.000	€ 13	€ 57	€ 68	€ -	€ 27	€ 45	€ -	€ 28	€ 70	
Nee	V2H+G	10.000	€ 267	€ 274	€ 278	€ 277	€ 279	€ 286	€ 289	€ 291	€ 295	
		15.000	€ 315	€ 322	€ 326	€ 329	€ 333	€ 339	€ 346	€ 351	€ 354	
		20.000	€ 361	€ 369	€ 374	€ 380	€ 387	€ 392	€ 401	€ 409	€ 412	
Ja	V2H	10.000	€ 213	€ 186	€ 203	€ 223	€ 193	€ 200	€ 235	€ 205	€ 197	
		15.000	€ 261	€ 232	€ 202	€ 276	€ 247	€ 217	€ 292	€ 265	€ 234	
		20.000	€ 307	€ 281	€ 250	€ 327	€ 301	€ 271	€ 348	€ 324	€ 294	
Ja	V2G	10.000	€ -	€ 18	€ 51	€ -	€ -	€ 30	€ -	€ -	€ 26	
		15.000	€ -	€ 21	€ 24	€ -	€ 1	€ 16	€ -	€ -	€ 19	
		20.000	€ -	€ 27	€ 30	€ -	€ 3	€ 20	€ -	€ -	€ 27	
Ja	V2H+G	10.000	€ 213	€ 192	€ 217	€ 223	€ 193	€ 209	€ 235	€ 205	€ 200	
		15.000	€ 261	€ 236	€ 211	€ 276	€ 247	€ 222	€ 292	€ 265	€ 235	
		20.000	€ 307	€ 284	€ 259	€ 327	€ 301	€ 275	€ 348	€ 324	€ 295	

In Figuur 33 worden de jaarlijkse besparingen weergegeven bij nieuwe elektriciteitsprijzen met EB-vergoeding. Hieruit blijkt dat de besparingen voor V2G en vooral V2H+G aanzienlijk hoger liggen dan in het scenario zonder vergoeding, wat de grote invloed van de EB-vergoeding op de financiële aantrekkelijkheid van bidirectioneel laden benadrukt. Daarnaast nemen de besparingen over het algemeen toe naarmate het jaarkilometrage en het aantal thuiswerkdagen stijgen, doordat het voertuig vaker beschikbaar is voor slim laden en teruglevering. Opvallend is dat de hoogste besparingen in veel gevallen worden gerealiseerd in de C- en D-segmenten, met name bij V2H+G, waar de combinatie van huishoudelijke energielevering en teruglevering aan het net resulteert in het grootste financiële voordeel. In tegenstelling tot de scenario's zonder vergoeding levert V2G hier ook substantiële besparingen op. Verder blijven de besparingen in de situaties zonder PV over het algemeen hoger dan met PV, doordat huishoudens zonder PV sterker profiteren van het vermijden van dure netafname.

Figuur 33: Jaarlijkse kostenbesparing per scenario bij prijsscenario 4 (toekomst met EB-vergoeding en zonder netcongestievergoedingen)

Nieuwe Elektriciteitsprijzen & EB-vergoeding												
Besparing			B			C			D			
PV	Scenario	Kilometrage	0	1	2	0	1	2	0	1	2	
Nee	V2H	10.000	€ 267	€ 269	€ 270	€ 277	€ 279	€ 280	€ 289	€ 291	€ 292	
		15.000	€ 315	€ 318	€ 319	€ 329	€ 333	€ 334	€ 346	€ 351	€ 351	
		20.000	€ 361	€ 366	€ 367	€ 380	€ 387	€ 388	€ 401	€ 409	€ 411	
Nee	V2G	10.000	€ 176	€ 237	€ 249	€ 79	€ 288	€ 320	€ 57	€ 298	€ 363	
		15.000	€ 179	€ 245	€ 256	€ 79	€ 294	€ 328	€ 61	€ 307	€ 378	
		20.000	€ 181	€ 252	€ 264	€ 78	€ 300	€ 336	€ 66	€ 315	€ 393	
Nee	V2H+G	10.000	€ 349	€ 410	€ 422	€ 290	€ 467	€ 499	€ 290	€ 467	€ 532	
		15.000	€ 377	€ 444	€ 456	€ 333	€ 504	€ 538	€ 346	€ 504	€ 575	
		20.000	€ 405	€ 477	€ 489	€ 380	€ 540	€ 577	€ 401	€ 540	€ 618	
Ja	V2H	10.000	€ 213	€ 186	€ 203	€ 223	€ 193	€ 200	€ 235	€ 205	€ 197	
		15.000	€ 261	€ 232	€ 202	€ 276	€ 247	€ 217	€ 292	€ 265	€ 234	
		20.000	€ 307	€ 281	€ 250	€ 327	€ 301	€ 271	€ 348	€ 324	€ 294	
Ja	V2G	10.000	€ 135	€ 216	€ 258	€ 36	€ 243	€ 316	€ 21	€ 225	€ 335	
		15.000	€ 136	€ 221	€ 229	€ 36	€ 246	€ 296	€ 23	€ 232	€ 331	
		20.000	€ 137	€ 229	€ 236	€ 35	€ 248	€ 304	€ 25	€ 239	€ 346	
Ja	V2H+G	10.000	€ 283	€ 351	€ 388	€ 230	€ 383	€ 449	€ 235	€ 361	€ 463	
		15.000	€ 312	€ 383	€ 377	€ 277	€ 416	€ 453	€ 292	€ 399	€ 486	
		20.000	€ 340	€ 418	€ 412	€ 327	€ 449	€ 491	€ 348	€ 434	€ 530	

Bij het scenario in Figuur 34 met netbeheerderstariefvergoeding blijkt dat bidirectioneel laden financieel minder aantrekkelijk is dan in het scenario met EB-vergoeding. Dit is logisch, aangezien de vergoeding voor teruglevering niet de hogere netbeheerderskosten dekt (gemiddeld €0,13/kWh tegenover €0,10/kWh van de EB-vergoeding), waardoor de financiële opbrengsten van V2G beperkter zijn. Desondanks blijven de besparingen voor V2G en vooral V2H+G aanzienlijk hoger dan in het scenario zonder vergoeding. Verder zijn grotendeels dezelfde trends zichtbaar als bij de EB-vergoeding: de besparingen nemen over het algemeen toe bij hogere jaarkilometrages en meer thuiswerkdagen, terwijl V2H+G in vrijwel alle gevallen de hoogste besparingen realiseert. Daarnaast blijven de besparingen in de scenario's zonder PV doorgaans hoger dan in de situaties met PV, doordat huishoudens zonder PV sterker profiteren van het vermijden van dure netafname.

Figuur 34: Jaarlijkse kostenbesparing per scenario bij prijsscenario 5 (toekomst zonder EB-vergoeding en met netcongestievergoeding)

Nieuwe Elektriciteitsprijzen & Netbeheerderstariefvergoeding												
Besparing			B			C			D			
PV	Scenario	Kilometrage	0	1	2	0	1	2	0	1	2	
Nee	V2H	10.000	€ 267	€ 269	€ 270	€ 277	€ 279	€ 280	€ 289	€ 291	€ 292	
		15.000	€ 315	€ 318	€ 319	€ 329	€ 333	€ 334	€ 346	€ 351	€ 351	
		20.000	€ 361	€ 366	€ 367	€ 380	€ 387	€ 388	€ 401	€ 409	€ 411	
Nee	V2G	10.000	€ 123	€ 188	€ 201	€ 20	€ 198	€ 237	€ 8	€ 195	€ 269	
		15.000	€ 129	€ 199	€ 212	€ 21	€ 207	€ 248	€ 13	€ 208	€ 288	
		20.000	€ 135	€ 210	€ 224	€ 23	€ 217	€ 260	€ 19	€ 220	€ 307	
Nee	V2H+G	10.000	€ 298	€ 360	€ 374	€ 277	€ 377	€ 415	€ 289	€ 369	€ 434	
		15.000	€ 333	€ 399	€ 412	€ 329	€ 420	€ 459	€ 346	€ 413	€ 482	
		20.000	€ 371	€ 436	€ 450	€ 380	€ 462	€ 503	€ 401	€ 457	€ 531	
Ja	V2H	10.000	€ 213	€ 186	€ 203	€ 223	€ 193	€ 200	€ 235	€ 205	€ 197	
		15.000	€ 261	€ 232	€ 202	€ 276	€ 247	€ 217	€ 292	€ 265	€ 234	
		20.000	€ 307	€ 281	€ 250	€ 327	€ 301	€ 271	€ 348	€ 324	€ 294	
Ja	V2G	10.000	€ 76	€ 161	€ 204	€ 1	€ 145	€ 225	€ 1	€ 113	€ 229	
		15.000	€ 81	€ 169	€ 177	€ 2	€ 150	€ 207	€ 3	€ 123	€ 229	
		20.000	€ 85	€ 180	€ 188	€ 4	€ 156	€ 218	€ 5	€ 133	€ 248	
Ja	V2H+G	10.000	€ 232	€ 290	€ 329	€ 223	€ 284	€ 353	€ 235	€ 258	€ 350	
		15.000	€ 272	€ 327	€ 319	€ 276	€ 324	€ 359	€ 292	€ 308	€ 377	
		20.000	€ 313	€ 367	€ 359	€ 327	€ 364	€ 403	€ 348	€ 356	€ 428	

In Figuur 35 worden de besparingen weergegeven bij de combinatie van EB-vergoeding en netbeheerderstariefvergoeding onder nieuwe elektriciteitsprijzen. Opvallend is dat V2G en vooral V2H+G in dit scenario in alle combinaties substantiële besparingen opleveren, wat niet in alle eerdere scenario's het geval was. Daarnaast liggen de besparingen bij één en twee thuiswerkdagen in veel gevallen duidelijk hoger dan de bijbehorende V2H-besparingen, wat het belang van voertuigbeschikbaarheid voor slim laden en teruglevering onderstreept. Verder laten de resultaten zien dat dit scenario in het algemeen de hoogste besparingen oplevert van alle onderzochte prijs- en vergoedingsscenario's. Dit komt doordat de combinatie van hogere elektriciteitsprijzen en dubbele vergoedingen het financiële voordeel van slim laden en teruglevering maximaliseert. De besparingen nemen daarbij over het algemeen toe bij hogere jaarkilometrages en meer thuiswerkdagen, terwijl vooral V2H+G de hoogste financiële voordelen realiseert. Daarnaast zijn de besparingen doorgaans groter in de C- en D-segmenten, doordat deze voertuigen beschikken over grotere batterijcapaciteiten en hogere energieflexibiliteit.

Figuur 35: Jaarlijkse kostenbesparing per scenario bij prijsscenario 6 (toekomst met EB- en netcongestievergoedingen)

Nieuwe Elektriciteitsprijzen , EB-vergoeding & Netbeheerderstariefvergoeding												
Besparing			B			C			D			
PV	Scenario	Kilometrage	0	1	2	0	1	2	0	1	2	
Nee	V2H	10.000	€ 267	€ 269	€ 270	€ 277	€ 279	€ 280	€ 289	€ 291	€ 292	
		15.000	€ 315	€ 318	€ 319	€ 329	€ 333	€ 334	€ 346	€ 351	€ 351	
		20.000	€ 361	€ 366	€ 367	€ 380	€ 387	€ 388	€ 401	€ 409	€ 411	
Nee	V2G	10.000	€ 498	€ 562	€ 575	€ 534	€ 760	€ 802	€ 558	€ 813	€ 890	
		15.000	€ 500	€ 569	€ 582	€ 533	€ 766	€ 809	€ 563	€ 819	€ 902	
		20.000	€ 502	€ 575	€ 588	€ 533	€ 771	€ 817	€ 567	€ 825	€ 915	
Nee	V2H+G	10.000	€ 550	€ 620	€ 634	€ 590	€ 816	€ 857	€ 601	€ 865	€ 942	
		15.000	€ 561	€ 636	€ 650	€ 601	€ 834	€ 877	€ 614	€ 880	€ 963	
		20.000	€ 570	€ 650	€ 665	€ 613	€ 851	€ 897	€ 626	€ 896	€ 985	
Ja	V2H	10.000	€ 213	€ 186	€ 203	€ 223	€ 193	€ 200	€ 235	€ 205	€ 197	
		15.000	€ 261	€ 232	€ 202	€ 276	€ 247	€ 217	€ 292	€ 265	€ 234	
		20.000	€ 307	€ 281	€ 250	€ 327	€ 301	€ 271	€ 348	€ 324	€ 294	
Ja	V2G	10.000	€ 459	€ 545	€ 589	€ 487	€ 718	€ 802	€ 508	€ 744	€ 868	
		15.000	€ 459	€ 549	€ 560	€ 487	€ 719	€ 782	€ 512	€ 749	€ 863	
		20.000	€ 459	€ 555	€ 567	€ 486	€ 721	€ 789	€ 517	€ 754	€ 876	
Ja	V2H+G	10.000	€ 501	€ 587	€ 630	€ 533	€ 757	€ 838	€ 544	€ 784	€ 904	
		15.000	€ 511	€ 601	€ 608	€ 545	€ 771	€ 827	€ 557	€ 800	€ 909	
		20.000	€ 521	€ 618	€ 625	€ 556	€ 785	€ 847	€ 570	€ 814	€ 932	

De TCO-reducties voor alle vergoedingsscenario's bij nieuwe elektriciteitsprijzen, weergegeven in Figuur 36 t/m Figuur 39, volgen net als bij de huidige elektriciteitsprijzen grotendeels dezelfde trends als de jaarlijkse besparingen. De reducties nemen over het algemeen toe bij hogere jaarkilometrages en meer thuiswerkdagen, doordat het voertuig vaker beschikbaar is voor slim laden, ontladen en teruglevering. Daarnaast worden de hoogste relatieve reducties meestal gerealiseerd in het B-segment, terwijl deze afnemen richting het D-segment. Dit komt doordat de hogere absolute besparingen in grotere voertuigsegmenten niet opwegen tegen de eveneens hogere TCO van deze voertuigen.

Verder blijkt dat de aanwezigheid van PV in vrijwel alle scenario's leidt tot lagere relatieve TCO-reducties. Hoewel PV de energiekosten verlaagt, vermindert het tegelijkertijd het aanvullende besparingspotentieel van bidirectioneel laden, doordat minder dure netstroom hoeft te worden vervangen. Daarnaast blijkt dat V2H in alle vergoedingsscenario's een relatief stabiele reductie realiseert, terwijl V2G sterk afhankelijk blijft van de gekozen vergoedingsstructuur. Zonder vergoeding blijven de reducties beperkt, terwijl een EB-vergoeding of netbeheerderstariefvergoeding de financiële aantrekkelijkheid van V2G aanzienlijk vergroot. De combinatie van beide vergoedingen resulteert daarbij in de hoogste reducties.

Ook is zichtbaar dat V2H+G in vrijwel alle gevallen beter presteert dan V2H of V2G afzonderlijk, doordat zowel besparing op huishoudelijk elektriciteitsgebruik als inkomsten uit teruglevering worden gecombineerd. Tegelijkertijd neemt het extra voordeel van V2H+G ten opzichte van V2G af naarmate vergoedingen gunstiger worden, aangezien teruglevering aan het net financieel aantrekkelijker wordt dan het compenseren van eigen elektriciteitsgebruik.

De hoogste TCO-reductie voor V2H bedraagt 4,7%, gerealiseerd bij een B-segment voertuig, 20.000 km jaarkilometrage, twee thuiswerkdagen per week en zonder PV. Voor V2G wordt de hoogste reductie van 8,3% bereikt in het scenario met beide vergoedingen, met een C-segment voertuig, 20.000 km jaarkilometrage, twee thuiswerkdagen en zonder PV. Voor V2H+G is het effect het sterkst: ook hier wordt het hoogste resultaat gerealiseerd in het scenario met beide vergoedingen, onder dezelfde gebruiksomstandigheden als V2G met een maximale TCO-reductie van 9,1%.

Figuur 36: TCO-reductie per scenario bij prijsscenario 3 (toekomst zonder EB- en netcongestievergoedingen)

Nieuwe Elektriciteitsprijzen & Geen Vergoeding											
TCO-reductie (%)			B			C			D		
PV	Scenario	Kilometrage	0	1	2	0	1	2	0	1	2
Nee	V2H	10.000	3,4%	3,5%	3,5%	2,8%	2,8%	2,8%	2,5%	2,5%	2,5%
		15.000	4,0%	4,1%	4,1%	3,3%	3,4%	3,4%	3,0%	3,0%	3,1%
		20.000	4,6%	4,7%	4,7%	3,9%	3,9%	3,9%	3,5%	3,6%	3,6%
Nee	V2G	10.000	0,1%	0,5%	0,6%	-	0,2%	0,3%	-	0,2%	0,4%
		15.000	0,1%	0,6%	0,7%	-	0,2%	0,4%	-	0,2%	0,5%
		20.000	0,2%	0,7%	0,9%	-	0,3%	0,5%	-	0,2%	0,6%
Nee	V2H+G	10.000	3,4%	3,5%	3,6%	2,8%	2,8%	2,9%	2,5%	2,5%	2,6%
		15.000	4,0%	4,1%	4,2%	3,3%	3,4%	3,4%	3,0%	3,0%	3,1%
		20.000	4,6%	4,7%	4,8%	3,9%	3,9%	4,0%	3,5%	3,6%	3,6%
Ja	V2H	10.000	2,7%	2,4%	2,6%	2,3%	2,0%	2,0%	2,0%	1,8%	1,7%
		15.000	3,3%	3,0%	2,6%	2,8%	2,5%	2,2%	2,5%	2,3%	2,0%
		20.000	3,9%	3,6%	3,2%	3,3%	3,1%	2,8%	3,0%	2,8%	2,6%
Ja	V2G	10.000	-	0,2%	0,7%	-	-	0,3%	-	-	0,2%
		15.000	-	0,3%	0,3%	-	0,0%	0,2%	-	-	0,2%
		20.000	-	0,3%	0,4%	-	0,0%	0,2%	-	-	0,2%
Ja	V2H+G	10.000	2,7%	2,5%	2,8%	2,3%	2,0%	2,1%	2,0%	1,8%	1,7%
		15.000	3,3%	3,0%	2,7%	2,8%	2,5%	2,3%	2,5%	2,3%	2,0%
		20.000	3,9%	3,6%	3,3%	3,3%	3,1%	2,8%	3,0%	2,8%	2,6%

Figuur 37: TCO-reductie per scenario bij prijsscenario 4 (toekomst met EB-vergoeding en zonder netcongestievergoedingen)

Nieuwe Elektriciteitsprijzen & EB-vergoeding											
TCO-reductie (%)			B			C			D		
PV	Scenario	Kilometrage	0	1	2	0	1	2	0	1	2
Nee	V2H	10.000	3,4%	3,5%	3,5%	2,8%	2,8%	2,8%	2,5%	2,5%	2,5%
		15.000	4,0%	4,1%	4,1%	3,3%	3,4%	3,4%	3,0%	3,0%	3,1%
		20.000	4,6%	4,7%	4,7%	3,9%	3,9%	3,9%	3,5%	3,6%	3,6%
Nee	V2G	10.000	2,3%	3,0%	3,2%	0,8%	2,9%	3,3%	0,5%	2,6%	3,2%
		15.000	2,3%	3,1%	3,3%	0,8%	3,0%	3,3%	0,5%	2,7%	3,3%
		20.000	2,3%	3,2%	3,4%	0,8%	3,0%	3,4%	0,6%	2,7%	3,4%
Nee	V2H+G	10.000	4,5%	5,3%	5,4%	2,9%	4,7%	5,1%	2,5%	4,1%	4,6%
		15.000	4,8%	5,7%	5,8%	3,4%	5,1%	5,5%	3,0%	4,4%	5,0%
		20.000	5,2%	6,1%	6,3%	3,9%	5,5%	5,9%	3,5%	4,7%	5,4%
Ja	V2H	10.000	2,7%	2,4%	2,6%	2,3%	2,0%	2,0%	2,0%	1,8%	1,7%
		15.000	3,3%	3,0%	2,6%	2,8%	2,5%	2,2%	2,5%	2,3%	2,0%
		20.000	3,9%	3,6%	3,2%	3,3%	3,1%	2,8%	3,0%	2,8%	2,6%
Ja	V2G	10.000	1,7%	2,8%	3,3%	0,4%	2,5%	3,2%	0,2%	2,0%	2,9%
		15.000	1,7%	2,8%	2,9%	0,4%	2,5%	3,0%	0,2%	2,0%	2,9%
		20.000	1,8%	2,9%	3,0%	0,4%	2,5%	3,1%	0,2%	2,1%	3,0%
Ja	V2H+G	10.000	3,6%	4,5%	5,0%	2,3%	3,9%	4,6%	2,0%	3,1%	4,0%
		15.000	4,0%	4,9%	4,8%	2,8%	4,2%	4,6%	2,5%	3,5%	4,2%
		20.000	4,4%	5,4%	5,3%	3,3%	4,6%	5,0%	3,0%	3,8%	4,6%

Figuur 38: TCO-reductie per scenario bij prijsscenario 5 (toekomst zonder EB-vergoeding en met netcongestievergoeding)

Nieuwe Elektriciteitsprijzen & Netbeheerderstariefvergoeding											
TCO-reductie (%)			B			C			D		
PV	Scenario	Kilometrage	0	1	2	0	1	2	0	1	2
Nee	V2H	10.000	3,4%	3,5%	3,5%	2,8%	2,8%	2,8%	2,5%	2,5%	2,5%
		15.000	4,0%	4,1%	4,1%	3,3%	3,4%	3,4%	3,0%	3,0%	3,1%
		20.000	4,6%	4,7%	4,7%	3,9%	3,9%	3,9%	3,5%	3,6%	3,6%
Nee	V2G	10.000	1,6%	2,4%	2,6%	0,2%	2,0%	2,4%	0,1%	1,7%	2,3%
		15.000	1,7%	2,6%	2,7%	0,2%	2,1%	2,5%	0,1%	1,8%	2,5%
		20.000	1,7%	2,7%	2,9%	0,2%	2,2%	2,6%	0,2%	1,9%	2,7%
Nee	V2H+G	10.000	3,8%	4,6%	4,8%	2,8%	3,8%	4,2%	2,5%	3,2%	3,8%
		15.000	4,3%	5,1%	5,3%	3,3%	4,3%	4,7%	3,0%	3,6%	4,2%
		20.000	4,8%	5,6%	5,8%	3,9%	4,7%	5,1%	3,5%	4,0%	4,6%
Ja	V2H	10.000	2,7%	2,4%	2,6%	2,3%	2,0%	2,0%	2,0%	1,8%	1,7%
		15.000	3,3%	3,0%	2,6%	2,8%	2,5%	2,2%	2,5%	2,3%	2,0%
		20.000	3,9%	3,6%	3,2%	3,3%	3,1%	2,8%	3,0%	2,8%	2,6%
Ja	V2G	10.000	1,0%	2,1%	2,6%	0,0%	1,5%	2,3%	0,0%	1,0%	2,0%
		15.000	1,0%	2,2%	2,3%	0,0%	1,5%	2,1%	0,0%	1,1%	2,0%
		20.000	1,1%	2,3%	2,4%	0,0%	1,6%	2,2%	0,0%	1,2%	2,2%
Ja	V2H+G	10.000	3,0%	3,7%	4,2%	2,3%	2,9%	3,6%	2,0%	2,2%	3,0%
		15.000	3,5%	4,2%	4,1%	2,8%	3,3%	3,6%	2,5%	2,7%	3,3%
		20.000	4,0%	4,7%	4,6%	3,3%	3,7%	4,1%	3,0%	3,1%	3,7%

Figuur 39: TCO-reductie per scenario bij prijsscenario 6 (toekomst met EB- en netcongestievergoedingen)

Nieuwe Elektriciteitsprijzen , EB-vergoeding & Netbeheerderstariefvergoeding											
TCO-reductie (%)			B			C			D		
PV	Scenario	Kilometrage	0	1	2	0	1	2	0	1	2
Nee	V2H	10.000	3,4%	3,5%	3,5%	2,8%	2,8%	2,8%	2,5%	2,5%	2,5%
		15.000	4,0%	4,1%	4,1%	3,3%	3,4%	3,4%	3,0%	3,0%	3,1%
		20.000	4,6%	4,7%	4,7%	3,9%	3,9%	3,9%	3,5%	3,6%	3,6%
Nee	V2G	10.000	6,4%	7,2%	7,4%	5,4%	7,7%	8,1%	4,8%	7,1%	7,7%
		15.000	6,4%	7,3%	7,5%	5,4%	7,8%	8,2%	4,9%	7,1%	7,8%
		20.000	6,4%	7,4%	7,5%	5,4%	7,8%	8,3%	4,9%	7,2%	7,9%
Nee	V2H+G	10.000	7,1%	7,9%	8,1%	6,0%	8,3%	8,7%	5,2%	7,5%	8,2%
		15.000	7,2%	8,1%	8,3%	6,1%	8,5%	8,9%	5,3%	7,6%	8,4%
		20.000	7,3%	8,3%	8,5%	6,2%	8,7%	9,1%	5,4%	7,8%	8,5%
Ja	V2H	10.000	2,7%	2,4%	2,6%	2,3%	2,0%	2,0%	2,0%	1,8%	1,7%
		15.000	3,3%	3,0%	2,6%	2,8%	2,5%	2,2%	2,5%	2,3%	2,0%
		20.000	3,9%	3,6%	3,2%	3,3%	3,1%	2,8%	3,0%	2,8%	2,6%
Ja	V2G	10.000	5,9%	7,0%	7,6%	5,0%	7,3%	8,1%	4,4%	6,5%	7,5%
		15.000	5,9%	7,0%	7,2%	4,9%	7,3%	7,9%	4,4%	6,5%	7,5%
		20.000	5,9%	7,1%	7,3%	4,9%	7,3%	8,0%	4,5%	6,5%	7,6%
Ja	V2H+G	10.000	6,4%	7,5%	8,1%	5,4%	7,7%	8,5%	4,7%	6,8%	7,8%
		15.000	6,6%	7,7%	7,8%	5,5%	7,8%	8,4%	4,8%	6,9%	7,9%
		20.000	6,7%	7,9%	8,0%	5,6%	8,0%	8,6%	4,9%	7,1%	8,1%

Bijlage A: Elektriciteitsprijzen zonder en met variabele netbeheerkosten.

Figuur 40: Uurlijkse kale elektriciteitsprijzen per maand (incl. marge), excl. EB en BTW.

Inkoopprijs in model													
Uur	Januari	Februari	Maart	April	Mei	Juni	Juli	Augustus	September	Oktober	November	December	Gemiddelde
00:00	€ 0,12	€ 0,13	€ 0,12	€ 0,11	€ 0,12	€ 0,12	€ 0,11	€ 0,12	€ 0,10	€ 0,09	€ 0,10	€ 0,10	**€ 0,11**
01:00	€ 0,12	€ 0,13	€ 0,12	€ 0,11	€ 0,11	€ 0,11	€ 0,10	€ 0,11	€ 0,09	€ 0,09	€ 0,10	€ 0,10	**€ 0,11**
02:00	€ 0,11	€ 0,13	€ 0,12	€ 0,11	€ 0,11	€ 0,11	€ 0,10	€ 0,11	€ 0,09	€ 0,08	€ 0,09	€ 0,09	**€ 0,10**
03:00	€ 0,11	€ 0,13	€ 0,11	€ 0,11	€ 0,10	€ 0,11	€ 0,09	€ 0,11	€ 0,09	€ 0,08	€ 0,09	€ 0,09	**€ 0,10**
04:00	€ 0,10	€ 0,13	€ 0,11	€ 0,11	€ 0,10	€ 0,11	€ 0,09	€ 0,11	€ 0,09	€ 0,08	€ 0,09	€ 0,09	**€ 0,10**
05:00	€ 0,11	€ 0,13	€ 0,12	€ 0,11	€ 0,11	€ 0,11	€ 0,10	€ 0,11	€ 0,10	€ 0,09	€ 0,09	€ 0,09	**€ 0,11**
06:00	€ 0,13	€ 0,15	€ 0,14	€ 0,13	€ 0,12	€ 0,12	€ 0,11	€ 0,12	€ 0,12	€ 0,10	€ 0,10	€ 0,10	**€ 0,12**
07:00	€ 0,15	€ 0,17	€ 0,15	€ 0,15	€ 0,13	€ 0,12	€ 0,11	€ 0,12	€ 0,14	€ 0,12	€ 0,12	€ 0,11	**€ 0,13**
08:00	€ 0,18	€ 0,19	€ 0,14	€ 0,13	€ 0,11	€ 0,10	€ 0,10	€ 0,12	€ 0,13	€ 0,14	€ 0,13	€ 0,13	**€ 0,13**
09:00	€ 0,17	€ 0,17	€ 0,11	€ 0,10	€ 0,08	€ 0,08	€ 0,08	€ 0,09	€ 0,11	€ 0,12	€ 0,13	€ 0,12	**€ 0,11**
10:00	€ 0,15	€ 0,15	€ 0,08	€ 0,07	€ 0,05	€ 0,05	€ 0,07	€ 0,07	€ 0,08	€ 0,11	€ 0,12	€ 0,12	**€ 0,09**
11:00	€ 0,14	€ 0,14	€ 0,06	€ 0,05	€ 0,03	€ 0,04	€ 0,05	€ 0,06	€ 0,06	€ 0,10	€ 0,11	€ 0,11	**€ 0,08**
12:00	€ 0,13	€ 0,13	€ 0,05	€ 0,03	€ 0,01	€ 0,03	€ 0,04	€ 0,04	€ 0,05	€ 0,09	€ 0,11	€ 0,11	**€ 0,07**
13:00	€ 0,13	€ 0,13	€ 0,05	€ 0,02	€ 0,00	€ 0,02	€ 0,03	€ 0,04	€ 0,05	€ 0,08	€ 0,11	€ 0,11	**€ 0,07**
14:00	€ 0,14	€ 0,13	€ 0,06	€ 0,02	€ 0,01	€ 0,02	€ 0,03	€ 0,04	€ 0,05	€ 0,09	€ 0,12	€ 0,12	**€ 0,07**
15:00	€ 0,15	€ 0,14	€ 0,09	€ 0,04	€ 0,02	€ 0,03	€ 0,04	€ 0,05	€ 0,06	€ 0,10	€ 0,13	€ 0,13	**€ 0,08**
16:00	€ 0,17	€ 0,16	€ 0,11	€ 0,06	€ 0,04	€ 0,04	€ 0,05	€ 0,06	€ 0,08	€ 0,11	€ 0,15	€ 0,14	**€ 0,10**
17:00	€ 0,19	€ 0,18	€ 0,15	€ 0,09	€ 0,07	€ 0,06	€ 0,08	€ 0,09	€ 0,11	€ 0,13	€ 0,16	€ 0,14	**€ 0,12**
18:00	€ 0,19	€ 0,20	€ 0,18	€ 0,13	€ 0,11	€ 0,10	€ 0,10	€ 0,12	€ 0,15	€ 0,16	€ 0,15	€ 0,13	**€ 0,14**
19:00	€ 0,17	€ 0,18	€ 0,18	€ 0,15	€ 0,13	€ 0,13	€ 0,13	€ 0,15	€ 0,20	€ 0,17	€ 0,14	€ 0,12	**€ 0,15**
20:00	€ 0,15	€ 0,17	€ 0,16	€ 0,17	€ 0,16	€ 0,17	€ 0,16	€ 0,16	€ 0,16	€ 0,13	€ 0,12	€ 0,12	**€ 0,15**
21:00	€ 0,14	€ 0,15	€ 0,14	€ 0,14	€ 0,16	€ 0,17	€ 0,15	€ 0,14	€ 0,13	€ 0,11	€ 0,11	€ 0,11	**€ 0,14**
22:00	€ 0,13	€ 0,15	€ 0,13	€ 0,13	€ 0,14	€ 0,15	€ 0,13	€ 0,13	€ 0,12	€ 0,11	€ 0,11	€ 0,11	**€ 0,13**
23:00	€ 0,12	€ 0,14	€ 0,12	€ 0,12	€ 0,12	€ 0,13	€ 0,11	€ 0,12	€ 0,10	€ 0,10	€ 0,10	€ 0,10	**€ 0,12**
Gemiddelde	**€ 0,14**	**€ 0,15**	**€ 0,12**	**€ 0,10**	**€ 0,09**	**€ 0,09**	**€ 0,09**	**€ 0,10**	**€ 0,10**	**€ 0,11**	**€ 0,12**	**€ 0,11**	€ 0,11

Figuur 41: Uurlijkse elektriciteitsprijzen (kaal + marge + variabele netbeheerkosten) per maand met nieuwe netbeheertarieven.

Inkoopprijs per uur per maand - Vanaf 2029													
Uur	Januari	Februari	Maart	April	Mei	Juni	Juli	Augustus	Septembe	Oktober	Novembe	December	Gemiddelde
00:00	€ 0,30	€ 0,31	€ 0,30	€ 0,24	€ 0,25	€ 0,25	€ 0,24	€ 0,25	€ 0,23	€ 0,27	€ 0,28	€ 0,28	**€ 0,27**
01:00	€ 0,25	€ 0,26	€ 0,25	€ 0,24	€ 0,24	€ 0,24	€ 0,23	€ 0,24	€ 0,22	€ 0,22	€ 0,23	€ 0,23	**€ 0,24**
02:00	€ 0,24	€ 0,26	€ 0,25	€ 0,24	€ 0,24	€ 0,24	€ 0,23	€ 0,24	€ 0,22	€ 0,21	€ 0,22	€ 0,22	**€ 0,23**
03:00	€ 0,24	€ 0,26	€ 0,24	€ 0,19	€ 0,18	€ 0,19	€ 0,17	€ 0,19	€ 0,17	€ 0,21	€ 0,22	€ 0,22	**€ 0,21**
04:00	€ 0,23	€ 0,26	€ 0,24	€ 0,19	€ 0,18	€ 0,19	€ 0,17	€ 0,19	€ 0,17	€ 0,21	€ 0,22	€ 0,22	**€ 0,21**
05:00	€ 0,24	€ 0,26	€ 0,25	€ 0,19	€ 0,19	€ 0,19	€ 0,18	€ 0,19	€ 0,18	€ 0,22	€ 0,22	€ 0,22	**€ 0,21**
06:00	€ 0,26	€ 0,28	€ 0,27	€ 0,21	€ 0,20	€ 0,20	€ 0,19	€ 0,20	€ 0,20	€ 0,23	€ 0,23	€ 0,23	**€ 0,22**
07:00	€ 0,33	€ 0,35	€ 0,33	€ 0,23	€ 0,21	€ 0,20	€ 0,19	€ 0,20	€ 0,22	€ 0,30	€ 0,30	€ 0,29	**€ 0,26**
08:00	€ 0,36	€ 0,37	€ 0,32	€ 0,21	€ 0,19	€ 0,18	€ 0,18	€ 0,20	€ 0,21	€ 0,32	€ 0,31	€ 0,31	**€ 0,26**
09:00	€ 0,35	€ 0,35	€ 0,29	€ 0,18	€ 0,16	€ 0,16	€ 0,16	€ 0,17	€ 0,19	€ 0,30	€ 0,31	€ 0,30	**€ 0,24**
10:00	€ 0,28	€ 0,28	€ 0,21	€ 0,15	€ 0,13	€ 0,13	€ 0,15	€ 0,15	€ 0,16	€ 0,24	€ 0,25	€ 0,25	**€ 0,20**
11:00	€ 0,27	€ 0,27	€ 0,19	€ 0,06	€ 0,04	€ 0,04	€ 0,06	€ 0,06	€ 0,07	€ 0,23	€ 0,24	€ 0,24	**€ 0,15**
12:00	€ 0,26	€ 0,26	€ 0,18	€ 0,04	€ 0,02	€ 0,03	€ 0,05	€ 0,05	€ 0,06	€ 0,22	€ 0,24	€ 0,24	**€ 0,14**
13:00	€ 0,26	€ 0,26	€ 0,18	€ 0,03	€ 0,01	€ 0,03	€ 0,04	€ 0,04	€ 0,05	€ 0,21	€ 0,24	€ 0,24	**€ 0,13**
14:00	€ 0,27	€ 0,26	€ 0,19	€ 0,03	€ 0,01	€ 0,02	€ 0,03	€ 0,04	€ 0,06	€ 0,22	€ 0,25	€ 0,25	**€ 0,14**
15:00	€ 0,28	€ 0,27	€ 0,22	€ 0,05	€ 0,03	€ 0,03	€ 0,04	€ 0,05	€ 0,07	€ 0,23	€ 0,26	€ 0,26	**€ 0,15**
16:00	€ 0,30	€ 0,29	€ 0,24	€ 0,06	€ 0,05	€ 0,04	€ 0,05	€ 0,07	€ 0,08	€ 0,24	€ 0,28	€ 0,27	**€ 0,16**
17:00	€ 0,45	€ 0,44	€ 0,41	€ 0,10	€ 0,08	€ 0,07	€ 0,08	€ 0,10	€ 0,11	€ 0,39	€ 0,42	€ 0,40	**€ 0,25**
18:00	€ 0,45	€ 0,46	€ 0,44	€ 0,21	€ 0,19	€ 0,18	€ 0,18	€ 0,20	€ 0,23	€ 0,42	€ 0,41	€ 0,39	**€ 0,31**
19:00	€ 0,43	€ 0,44	€ 0,44	€ 0,23	€ 0,21	€ 0,21	€ 0,21	€ 0,23	€ 0,28	€ 0,43	€ 0,40	€ 0,38	**€ 0,32**
20:00	€ 0,41	€ 0,43	€ 0,42	€ 0,35	€ 0,34	€ 0,35	€ 0,34	€ 0,34	€ 0,34	€ 0,39	€ 0,38	€ 0,38	**€ 0,37**
21:00	€ 0,40	€ 0,41	€ 0,40	€ 0,32	€ 0,34	€ 0,35	€ 0,33	€ 0,32	€ 0,31	€ 0,37	€ 0,37	€ 0,37	**€ 0,36**
22:00	€ 0,39	€ 0,41	€ 0,39	€ 0,31	€ 0,32	€ 0,33	€ 0,31	€ 0,31	€ 0,30	€ 0,37	€ 0,37	€ 0,37	**€ 0,35**
23:00	€ 0,38	€ 0,40	€ 0,38	€ 0,30	€ 0,30	€ 0,31	€ 0,29	€ 0,30	€ 0,28	€ 0,36	€ 0,36	€ 0,36	**€ 0,34**
Gemiddelde	**€ 0,32**	**€ 0,33**	**€ 0,29**	**€ 0,18**	**€ 0,17**	**€ 0,17**	**€ 0,17**	**€ 0,18**	**€ 0,18**	**€ 0,28**	**€ 0,29**	**€ 0,29**	€ 0,24

Bijlage B: piek- en dalenuren per dag en per maand.

Figuur 42: Rangschikking uren met huidige netbeheerderstarieven (vast).

Rangschikking uren - Huidige tarieven													
Uur	Januari	Februari	Maart	April	Mei	Juni	Juli	Augustus	September	Oktober	November	December	Gemiddelde
00:00	6	9	14	15	17	19	18	16	12	9	6	6	13
01:00	5	5	11	13	14	16	14	13	11	5	5	5	11
02:00	4	4	12	12	12	14	13	12	9	3	3	3	10
03:00	2	1	8	10	10	12	11	10	8	1	2	2	8
04:00	1	2	9	11	11	13	10	11	10	2	1	1	9
05:00	3	6	13	14	15	15	12	14	13	6	4	4	12
06:00	8	13	18	19	19	18	17	19	18	13	8	7	16
07:00	18	20	21	22	20	17	20	20	21	19	17	12	20
08:00	22	23	17	20	16	10	16	15	20	22	19	20	19
09:00	21	19	7	9	9	9	9	9	15	18	18	19	14
10:00	15	15	5	7	7	7	7	7	7	15	15	16	6
11:00	13	10	4	5	5	6	6	5	5	11	10	14	4
12:00	10	7	2	3	3	4	4	3	3	8	9	11	3
13:00	9	3	1	1	1	2	2	1	1	4	11	13	1
14:00	12	8	3	2	2	1	1	2	2	7	14	17	2
15:00	17	12	6	4	4	3	3	4	4	12	20	21	5
16:00	19	17	10	6	6	5	5	6	6	16	22	23	7
17:00	24	22	20	8	8	8	8	8	16	21	24	24	17
18:00	23	24	23	17	13	11	15	17	22	23	23	22	22
19:00	20	21	24	23	21	21	22	23	24	24	21	18	24
20:00	16	18	22	24	24	23	24	24	23	20	16	15	23
21:00	14	16	19	21	23	24	23	22	19	17	13	10	21
22:00	11	14	16	18	22	22	21	21	17	14	12	9	18
23:00	7	11	15	16	18	20	19	18	14	10	7	8	15

Figuur 43: Rangschikking uren met nieuwe netbeheerderstarieven (variabel en tijdsafhankelijk).

Rangschikking uren - Vanaf 2029													
Uur	Januari	Februari	Maart	April	Mei	Juni	Juli	Augustus	Septembe	Oktober	Novembe	Decembe	Gemiddelde
00:00	14	14	15	20	20	20	20	20	18	14	14	14	18
01:00	5	5	10	19	19	19	19	19	17	5	5	5	13
02:00	4	4	11	18	18	18	18	18	15	3	3	3	12
03:00	2	1	7	10	10	12	11	10	9	1	2	2	8
04:00	1	2	8	11	11	13	10	11	10	2	1	1	9
05:00	3	6	12	12	13	14	12	12	11	6	4	4	10
06:00	6	11	13	14	15	16	15	15	13	11	6	6	11
07:00	15	16	17	16	16	15	16	16	16	16	15	15	17
08:00	17	17	16	15	14	10	14	13	14	17	17	17	16
09:00	16	15	14	9	9	9	9	9	12	15	16	16	14
10:00	11	12	5	8	8	8	8	8	8	12	11	10	7
11:00	10	9	4	5	5	6	6	5	5	9	8	9	4
12:00	8	7	2	3	3	4	4	3	3	8	7	7	3
13:00	7	3	1	1	1	2	2	1	1	4	9	8	1
14:00	9	8	3	2	2	1	1	2	2	7	10	11	2
15:00	12	10	6	4	4	3	3	4	4	10	12	12	5
16:00	13	13	9	6	6	5	5	6	6	13	13	13	6
17:00	24	23	21	7	7	7	7	7	7	22	24	24	15
18:00	23	24	23	13	12	11	13	14	19	23	23	23	19
19:00	22	22	24	17	17	17	17	17	20	24	22	22	20
20:00	21	21	22	24	24	23	24	24	24	21	21	21	24
21:00	20	20	20	23	23	24	23	23	23	20	20	20	23
22:00	19	19	19	22	22	22	22	22	22	19	19	19	22
23:00	18	18	18	21	21	21	21	21	21	18	18	18	21

Bijlage C: laad- en ontlaadpatronen bidirectioneel laden.

Figuur 44: Uurlijkse laad- en ontlaadoptimalisatie voor V2G zonder PV (januari).

Januari						
kWh / dag	Rang	Effectief Laadvermogen	Ontlaadvraag	Ontladen	Laadvraag	Laden extra
04:00	1	11,00	0,00	0,00	21,74	10,77
03:00	2	11,00	0,00	0,00	10,96	10,65
05:00	3	11,00	0,00	0,00	0,32	0,32
02:00	4	11,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01:00	5	11,00	0,00	0,00	0,00	0,00
00:00	6	11,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	7	11,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06:00	8	11,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13:00	9	5,03	0,00	0,00	0,00	0,00
12:00	10	5,03	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	11	11,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14:00	12	5,03	0,00	0,00	0,00	0,00
11:00	13	5,66	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	14	11,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10:00	15	5,66	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	16	10,06	0,00	0,00	0,00	0,00
15:00	17	5,03	0,00	0,00	0,00	0,00
07:00	18	11,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:00	19	5,03	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00	20	10,06	0,00	0,00	0,00	0,00
09:00	21	5,66	0,00	0,00	0,00	0,00
08:00	22	5,97	4,91	4,91	0,00	0,00
18:00	23	10,06	14,97	10,06	0,00	0,00
17:00	24	5,03	20,00	5,03	0,00	0,00
Totaal	N/A	204,29	20,00	20,00	21,74	21,74

Figuur 45: Uurlijkse laad- en ontlaadoptimalisatie voor V2H+G zonder PV (januari).

Januari						
kWh / dag	Rang	Effectief Laadvermogen	Netontlaadvraag	Ontladen	Laadvraag	Laden extra
04:00	1	11,00	0,00	0,00	21,74	10,77
03:00	2	11,00	0,00	0,00	10,96	10,65
05:00	3	11,00	0,00	0,00	0,32	0,32
02:00	4	11,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01:00	5	11,00	0,00	0,00	0,00	0,00
00:00	6	11,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	7	11,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06:00	8	11,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13:00	9	5,03	0,00	0,00	0,00	0,00
12:00	10	5,03	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	11	11,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14:00	12	5,03	0,00	0,00	0,00	0,00
11:00	13	5,66	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	14	11,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10:00	15	5,66	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	16	10,06	0,00	0,00	0,00	0,00
15:00	17	5,03	0,00	0,00	0,00	0,00
07:00	18	11,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:00	19	5,03	0,00	0,72	0,00	0,00
19:00	20	10,06	0,00	1,06	0,00	0,00
09:00	21	5,66	0,00	0,54	0,00	0,00
08:00	22	5,97	2,00	2,59	0,00	0,00
18:00	23	10,06	11,05	10,06	0,00	0,00
17:00	24	5,03	15,25	5,03	0,00	0,00
Totaal	N/A	204,29	15,25	20,00	21,74	21,74

Literatuur

Belastingdienst (2026. Tarieven Energiebelasting.
https://www.belastingdienst.nl/wps/wcm/connect/bldcontentnl/belastingdienst/zakelijk/overige_belastingen/belastingen_op_milieugrondslag/energiebelasting/energiebelasting

Berenschot (2025). Analyse alternatieve tijdgebonden nettarief varianten KV.
https://www.netbeheernederland.nl/sites/default/files/2025-10/berenschot_eindrapportage_analyse_alternatieve_tijdgebonden_nettarief_varianten.pdf

CPB (2026). Verdeling van zonnepanelen over huishoudens.
https://www.cpb.nl/publicatie/verdeling-van-zonnepanelen-over-huishoudens

ElaadNL (2025). *Bidirectioneel laden dashboard*. insights.data.elaad.nl.
https://insights.data.elaad.nl/bidirectioneel-laden

ElaadNL (2026). *Outlook dashboard*. outlook.elaad.nl. https://outlook.elaad.nl/
EV Database. (z.d.). *Elektrische Voertuigen Database*. ev-database.org.

Energeia (2026). Maarten Kaat. Elektriciteit wordt peperduur en waardeloos.
https://energeia.nl/elektriciteit-wordt-peperduur-en-waardeloos/

Gaslicht.com. (2026, 18 maart). *Hoe hoog is het gemiddeld energieverbruik van een huishouden?* www.gaslicht.com. https://www.gaslicht.com/energiebesparing/energieverbruik

Jeroen.nl. (z.d.). *Dashboard*. jeroen.nl. https://jeroen.nl/account/

Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat. (2025, 11 juli). *Syntheserapport: Naar een nieuw evenwicht in de autobelastingen*. www.rijksoverheid.nl.
https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2025/07/11/bijlage-1-syntheserapport-naar-een-nieuw-evenwicht-in-de-autobelastingen

Modo Energy (2025). TURPE 7 Explained: How France's new grid tariff rewards battery flexibility.
https://modoenergy.com/research/en/france-grid-tariff-fee-battery-turpe

Nationaal Energie Dashboard. (2026a, mei 5). *Elektriciteitsconsumptie*. ned.nl.
https://ned.nl/nl/dataportaal/energie-consumptie/elektriciteit

Nationaal Energie Dashboard. (2026b, mei 5). *Zonne-energie*. ned.nl.
https://ned.nl/nl/dataportaal/energie-productie/elektriciteit/zonne-energie?check_logged_in=1#datasets

Netbeheer Nederland (2026). Voorstel voor een nieuw, tijdsafhankelijk nettariefstelsel ingediend.
https://www.netbeheernederland.nl/artikelen/nieuws/voorstel-voor-een-nieuw-tijdsafhankelijk-nettariefstelsel-ingediend

NextEnergy. (2026, 19 februari). *Waarom stroom op piekmomenten je straks meer gaat kosten*. www.nextenergy.nl. https://www.nextenergy.nl/artikelen/nieuwe-netbeheerkosten-2028

Van Den Berg, A. (2026, 21 april). Gemiddeld stroomverbruik. *Keuze.nl*.
https://www.keuze.nl/energie/gemiddeld-stroomverbruik#stroomverbruik-per-maand

Zonneplan (2026). Laadpaal update: Jouw auto automatisch laden op zonnestroom. https://www.zonneplan.nl/blog/laadpaal-update-jouw-laadpaal-automatisch-laden-op-zonnestroom